

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,
Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.
Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .
Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.
Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

УДК 622.248(0.31)

ББК 33.131

Б 27

- Б 27 **Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И.**
Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ. пособие: В 6 т. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – Т. 3. – 399 с.: ил.
ISBN 5-8365-0072-X

Рассмотрены вопросы, связанные с газопроявлениями и грифонами при бурении и эксплуатации скважин. Подробно исследованы свойства газов. Изложены принципы и методы ликвидации открытых фонтанов. Даны примеры глушения скважин при ГНВП. Описаны способы установки цементных мостов. Приведены особенности выбора рецептуры цементного раствора для установки мостов. Уделено внимание планированию работ по установке цементных мостов.

Для научных и инженерно-технических работников нефтегазовой отрасли. Может быть полезна студентам и аспирантам соответствующих вузов и факультетов.

Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I.

The Theory and Practice in Prevention of Complications and Repair of Wells during Well Construction and Exploitation. Vol. 3.

The problems concerning gas showings and springs during well drilling and exploitation are discussed. The properties of gases are studied comprehensively. Also reviewed are the fundamentals and methods for eliminating open gas blowout. Consideration is given to the examples of well killing while gas, oil, and water showings. The methods for placing cement plugs are described. Attention is given to scheduling works while placing cement plugs.

Recommended to scientists and engineers engaged in oil and gas industry. May be also useful for students and post graduate students of higher educational institutes and university departments specialized in oil and gas.

ISBN 5-8365-0024-X
ISBN 5-8365-0072-X (Т. 3)

© Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников,
А.И. Булатов, 2001
© Оформление. ООО
“Недра-Бизнесцентр”, 2001

ОГЛАВЛЕНИЕ



6

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ И ГРИФОНЫ ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	5
6.1. Некоторые свойства газов	7
6.2. Уравнение состояния газа	11
6.3. Растворимость газов в воде и буровых растворах	14
6.4. Изменение состояния газа при движении по стволу скважины	17
6.5. Скорость всплывания газа в буровом растворе	19
6.6. Инверсия давления при газопроявлениях	22
6.7. Давление смеси бурового раствора и газа в скважине	25
6.8. Поступление газа в скважину при бурении	28
6.9. Газопроявления при креплении скважин	70
6.10. Некоторые особенности предупредительного ремонта и профилактика газопроявлений	134
6.11. Тампонажные составы для ликвидации газонефтепроявлений	178

7

ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ	190
7.1. Общие положения	190
7.2. Примеры глушения скважин при ГНВП	193
7.3. Фонтан на скв. 11 Уртабулак (Узбекистан)	244
7.4. Некоторые общие профилактические мероприятия. Принципы и методы ликвидации открытых фонтанов	262
7.5. Бурение скважин в условиях рапопроявлений	265
7.6. Глушение скважин при газонефтепроявлениях	270

8

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ	316
8.1. Назначение цементных мостов и требования к ним	316
8.2. Результативность установки цементных мостов в различных районах	321
8.3. Особенности выбора рецептуры и приготовления цементного раствора для установки мостов	323
8.4. Оценка весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов при помощи последовательной диагностической процедуры	326
8.5. Повышение надежности доставки цементного раствора в скважину по заливочной колонне	329
8.6. Повышение эффективности вытеснения бурового раствора цементным	345
8.7. Предупреждение повышения гидравлических сопротивлений и прихвата колонны труб	360
8.8. Влияние контракции цементного раствора и поршневого эффекта, возникающего при подъеме труб, на качество мостов	362
8.9. Оборудование для установки цементных мостов	363
8.10. Планирование работ по установке цементных мостов	369
8.11. Методика расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах	372
Список литературы	379

6

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ И ГРИФОНЫ ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Газонефтеводопроявления и грифонообразования остаются серьезным видом осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин, требующих длительных и дорогостоящих ремонтных работ. Бурение, особенно вскрытие продуктивного, в первую очередь газового, пласта при некоторых обстоятельствах может привести к поступлению флюида в скважину в ходе бурения, а позднее – после цементирования и в процессе эксплуатации скважин. В некоторых случаях поступление флюида может перейти в газонефтеводопроявления (ГВНП) с последующим развитием в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, приносящие огромный ущерб народному хозяйству [77, 80, 83, 372]. Особенно часты они при бурении газовых скважин с АВПД.

На ряде месторождений, особенно с аномально высокими пластовыми давлениями, наблюдаются многочисленные случаи заколонных газонефтепроявлений после цементирования обсадных колонн.

Так, подобные газонефтепроявления возникали на Шебелинском месторождении в скв. 37, 111, 115, 62 и др. В скв. 115 через 4 ч после окончания цементирования и герметизации устья давление газа в заколонном пространстве поднялось до 6 МПа; в скв. 62 через 10 ч – до 30 МПа; в скв. 150 – до 65 МПа; в скв. 4 – до 12 МПа. Дебит газа из заколонного пространства скв. 37 составил 20–30 тыс. м³/сут.

Частые случаи газо-, нефте- и водопроявлений наблюдались на Кубани до конца 50-х годов, когда качеству цементировочных работ не уделялось должного внимания.

В большом количестве скважин, пробуренных в Краснодарском крае, в это время после проведения перфорации обнаруживались межколонные проявления, возникающие вследствие некачественности цементного кольца за эксплуатационной колонной. Так, по 11 скважинам, законченным бурением во второй половине 1955 г., на Ново-Дмитриевском площади после перфорации эксплуатационного объекта была восстановлена межколонная циркуляция при давлении 10–11 МПа.

Длительно действующие пропуски газа приводят к насыщению выше лежащих пористых горизонтов.

Причины разнообразные, они требуют изучения, анализа и конкретизации для ремонтно-восстановительных работ.

Значительные затраты средств и времени на ликвидацию фонтанов, грифонов и проявлений могли бы быть значительно снижены или сведены к нулю при правильном установлении природы газонефтепроявлений, их причины, проведении организационно-технических и профилактических мероприятий.

При эксплуатации газовых, газонефтяных, газоконденсатных и нефтяных месторождений часто наблюдаются случаи скопления газа между кондуктором (или промежуточной колонной) и эксплуатационной колонной. Например, в Ставропольском крае на 1962 г. около 80 % всех эксплуатационных скважин имели скопления газа. Давления и дебиты газа, замеренные на устье этих пространств, имели разную величину. На некоторых скважинах давление достигало 6 МПа, дебит – 1670 м³/сут. Ниже приведены давления и дебиты газа (А.Н. Яровец) по некоторым скважинам Ставрополя.

Номер скважины	38-с	54-с	58-с	22-п	61-с
Давление, МПа.....	5,9	5,05	5,25	2,5	5,57
Дебит, м ³ /сут.....	324	1670	1058	1480	905

Закономерностей изменения давления и дебита газа от скважины к скважине не отмечалось. В течение длительного времени их значения, как правило, не изменялись (скв. 1, 2, 36). Однако по некоторым из них указанные параметры изменялись в значительной мере. Так, на скв. 60 давление в межколонном пространстве снизилось с 5 до 0,16 МПа, а затем вновь выросло до 4,9 МПа. Изменился и дебит. В некоторых случаях в скважины были спущены вторые колонны (скв. 97, 113), однако и в них имелся газ с давлением 4–4,5 МПа (В.С. Толмачев).

Во многих случаях причиной этого, как считают исследователи, были пропуски в резьбовых соединениях, недоподъем цементного раствора, некачественное цементирование скважин, пропуски в сгонном патрубке и несовершенная конструкция скважин.

Следовательно, пути движения газа в эксплуатирующихся скважинах в основном те же, что и при цементировании или ОЗЦ скважин, выходящих из бурения. Однако в первом случае можно было бы отметить и появление нарушений колонны вследствие их коррозии и разрушения цементного камня под действием суффозии и пластовых вод.

При эксплуатации скважин следует учитывать, что внутри эксплуатационной колонны от забоя до устья возникает высокое давление, доходящее до максимума при перерывах в эксплуатации скважин (остановки, замеры статического давления, исследовательские работы и т.д.). Так, на скважинах Шебелинского месторождения при их закрытии давление на устье достигало 20,5 МПа при забойном давлении около 24 МПа.

К наиболее характерным осложнениям при бурении и эксплуатации газовых скважин, требующих незамедлительного ремонта, относятся следующие [244].

1. Насыщение бурового раствора газом в процессе бурения и (или) при остановке углубления скважины.

2. Межколонные газопроявления, связанные с негерметичностью резьбовых колонн (этот вид осложнений встречается и при эксплуатации скважин).

3. Заколонные (межколонные) каналообразования, связанные с физико-химическими процессами в кольцевом пространстве и поступление по ним газа.

4. Накопление газа в межтрубном (затрубном) пространстве.

5. Межколонные перетоки и насыщение газом вышележащих пластов.

6. Грифонообразования (характерны и для эксплуатации скважин).

Каждое указанное осложнение может перерасти в открытые газовые (нефтяные) фонтаны, если вовремя не принять меры или не провести ремонтные работы.

Выявление природы газопроявлений при бурении и после цементирования скважин, объяснение причин движения газа, объединение наблюдений и результатов экспериментов в единую теорию представляет довольно сложную задачу.

В настоящем разделе предпринята попытка обобщить значительный опыт отечественной и зарубежной практики по предупреждению и борьбе с газопроявлениями при бурении, креплении (при заканчивании) и эксплуатации скважин с учетом специфических свойств газа.

•

6.1. НЕКОТОРЫЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ

Добываемый из недр газ принято называть природным или нефтяным попутным. Газ чисто газовых месторождений состоит в основном (до 90 %) из метана и небольшого количества более тяжелых углеводородов. В попутных газах количество тяжелых углеводородов обычно повышенное.

Газ конденсатных месторождений (Северный Кавказ, Украина, Азербайджан и т.д.) содержит повышенное количество тяжелых углеводородов при изменении количества конденсата в широких пределах – от 10 до 200 м³.

В качестве примеров приведем состав газа хадумской залежи Северо-Ставропольско-Пелагиадинского месторождения (в %): метан – 98,17; этан – 0,34; пропан и высшие – 0,26; азот – 0,74; углекислота – 0,42; гелий – 0,16.

В табл. 6.1 дан фракционный состав газа одной из залежей Каневского месторождения Краснодарского края [409]. Плотность смеси газов значительно ниже плотности воздуха. Наибольшую плотность имеет метан в смеси углеводородов как газовых, так и газоконденсатных месторождений.

В табл. 6.2 представлена характеристика отдельных газов, входящих в состав природных и попутных. Газ, обладая значительной подъемной силой и имея низкую плотность, стремится подняться вверх. Вязкость его низкая. В табл. 6.3 приведена вязкость различных газов.

В отличие от жидкостей при низких давлениях вязкость газов с увеличением температуры возрастает (табл. 6.3 и 6.4). При увеличении давления вследствие уплотнения газа вязкость его с повышением температуры изменяется аналогично изменению вязкости жидкости – повышение температуры приводит к уменьшению вязкости газа.

С достаточной для практики точностью вязкость η_i газа при более высокой температуре t может быть определена по формуле

$$\eta_t = \eta_{t_0} \sqrt{\frac{t}{t_0} \frac{1 + (C/t_0)}{1 + t}},$$

где ϵ – коэффициент, зависящий от природы газа (для метана – 164, этана – 252, пропана – 278).

Таблица 6.1

Фракционный состав газа (в числителе – % по объему, в знаменателе – по массе)

Но- мер сква- жины	Дата от- бора	Интер- вал пер- фора- ции, м	Плот- ность газа по воздуху	Компоненты						
				Углекислота	Азот	Метан	Этан	Пропан	Бутан (изо+нор- мальные)	Пентан+ +высшие
1	13/IV-57	1276-1286	0,578	0,20/0,53	1,0/1,67	97,42/94,2	0,35/0,63	0,21/0,55	0,09/0,31	0,58/2,62
1	13/IV-57	1276-1286	0,575	—/—	1,0/1,68	97,4/93,5	0,77/1,39	0,09/0,23	0,12/0,41	0,62/2,79
5	18/I-57	1799-1821	0,615	4,04/9,96	—/—	92,8/83,2	2,41/4,05	0,17/0,42	0,09/0,29	0,49/2,06
7	19/VII-57	1972-1955	0,639	3,04/8,07	2,5/3,78	91,34/78,9	2,25/3,64	0,18/4,28	Следы/Следы	0,33/1,34
7	19/VII-57	1972-1955	0,607	0,51/1,27	1,6/2,61	93,69/85,1	2,39/4,07	0,21/0,52		1,31/5,51
11	25/VI-57	1662-1642	0,632	0,30/0,72	2,1/3,21	90,22/78,79	4,64/7,60	0,71/1,70		1,67/6,84
12	10/VII-57	1728-1712	0,627	0,50/1,21	1,11/1,71	90,88/79,92	4,72/7,78	1,12/2,71		1,44/5,94
8	9/IX-57	1747-1765	0,625	0,20/0,48	1,81/2,80	90,77/80,15	4,28/7,09	1,35/3,28	0,42/1,35	1,17/4,85
8	25/VIII-57	1765-1759	0,633	0,51/1,22	1,63/2,48	89,95/78,43	4,91/8,03	1,30/3,12	0,24/0,70	1,46/5,96
2	19/VI-58	—	0,638	0,50/1,19	3,00/4,54	88,50/76,54	5,02/8,14	1,26/2,99	0,39/1,22	1,33/5,38
14	24/X-57	—	0,620	0,30/0,73	2,40/3,78	90,59/80,56	4,37/7,30	1,10/2,69	0,18/0,58	1,06/4,41
18	26/V-58	I объект*	0,622	0,80/1,95	1,80/2,79	91,04/80,76	4,04/6,72	1,06/2,59	0,05/0,16	1,21/5,03
18	3/VI-58	II объект	0,616	0,61/1,50	1,31/2,06	92,24/82,68	4,02/6,76	0,76/5,59	0,05/0,71	1,01/4,24
35**	29/X-60	1656-1690	0,625	0,30/0,73	2,40/3,71	90,47/79,92	0,36/7,22	0,98/2,38	0,14/0,451	1,35/5,59
40	17/III-60	1700-1682	0,629	0,30/0,73	2,51/3,05	89,4/78,46	4,70/7,73	1,47/3,55	1,02/3,25	0,59/2,43

* H₂S – 0,0001 % (по объему).
** Условия отбора: циклонный сепаратор, p_c = 3,5 МПа; в остальных скважинах – буфер.

Таблица 6.2

Физическая характеристика некоторых газов

Газ	Химическая формула	Относительная молекулярная масса	Молярный объем при 0 °С и 0,1 МПа, м ³ /кмоль	Плотность при 0 °С, мг/м ³	Относительная плотность по воздуху	Газовая постоянная (удельная), Дж/(кг·К)
<i>n</i> -бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,50	2,703	2,081	145,9
Изобутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,78	2,668	2,064	145,9
Бутилен	C ₄ H ₈	56,108	(22,40)	(2,50)	(1,93)	151,1
Водяной пар	H ₂ O	18,016	(23,45)	(0,768)	0,5941	470,6
Воздух (без CO ₂)	—	28,960	22,40	1,2928	1,0000	292,7
Метан	CH ₄	16,043	22,38	0,7168	0,5565	529,5
Окись углерода	CO	28,011	22,41	1,2500	0,9669	302,6
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,151	—	3,221	2,491	117,4
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	21,84	2,019	1,562	192,3
Пропилен	C ₃ H ₆	42,071	21,98	1,915	1,481	201,5
Сероводород	H ₂ S	34,082	22,14	1,5392	1,1906	248,9
Этан	C ₂ H ₆	30,070	22,18	1,3566	1,049	281,9
Этилен	C ₂ H ₄	28,054	22,25	1,2604	0,9750	302,6

Таблица 6.3

Кинематическая вязкость (мм²/с) чистых газов при различных температурах

Температура газа, °С	Двуокись углерода	Этилен	Кислород	Окись углерода	Водород	Метан	Азот	Этилен	Пропан	Ацетилен	Бензол
0	6,994	7,548	13,497	13,295	92,866	14,374	13,242	6,435	3,497	8,165	1,979
100	12,756	13,704	23,404	22,842	156,68	25,463	22,825	11,78	6,403	14,73	3,761
200	19,841	21,247	35,221	34,109	233,27	38,784	34,158	18,38	9,972	22,75	6,031
300	28,087	30,003	48,666	46,873	321,70	54,054	47,011	26,08	14,17	32,02	87,43

Таблица 6.4

Зависимость динамической вязкости метана от давления

Давление, МПа	Динамическая вязкость метана $\eta \cdot 10^{-3}$, Па·с, при температуре	
	25 °С	75 °С
0,1	1108	1260
2,0	1135	1290
6,0	1260	1355
10,0	1370	1455
15,0	—	—
20,0	1990	1810
30,0	2510	2230
40,0	3005	2650
60,0	3890	3350

Таблица 6.5

Критические параметры газов

Газ	Температура $T_{кр}$, °С	Давление $p_{кр}$, МПа	Плотность $\rho_{кр}$, г/см ³
Бензол	288,5	4,94	0,304
<i>n</i> -бутан	152,8	3,69	0,225
Изобутан	134,0	3,77	0,234
<i>изо</i> -бутилен	147,2	4,14	—
Водяной пар	374,15	22,20	0,324
Воздух	−140,7	3,85	0,310
Метан	−82,5	4,74	0,162
Окись углерода	−139,0	3,62	0,311
Пропан	35,6	4,49	0,226
Сероводород	100,4	9,18	—
Этан	32,1	5,04	0,210
Этилен	9,7	5,26	0,220

Вязкость газов не подчиняется правилу аддитивности. В этом случае пользуются эмпирическими формулами.

Вязкость газа учитывают при расчетах трубопроводов, определении дебита скважин и при расчетах, связанных с движением газов по поровым ка-

Таблица 6.6

Растворимость некоторых газов в воде в зависимости от температуры ($\text{м}^3/\text{м}^3$; $\text{дм}^3/\text{л}$; $\text{см}^3/\text{см}^3$)

Температура, °С	Метан	Этан	Этилен	Воздух	Сероводород*	Двуокись углерода
0	0,05563	0,09874	0,226	0,02885	4,670	1,713
1	0,05401	0,09476	0,219	0,02813	4,522	1,646
2	0,05244	0,09093	0,211	0,02742	4,379	1,584
3	0,05093	0,08725	0,204	0,03674	4,241	1,527
4	0,04946	0,08372	0,197	0,02609	4,107	1,479
5	0,04805	0,08033	0,191	0,02547	3,977	1,424
6	0,04669	0,07709	0,184	0,02486	3,852	1,377
7	0,04539	0,07400	0,178	0,02428	3,732	1,331
8	0,04413	0,07106	0,173	0,02372	3,616	1,282
9	0,04292	0,06826	0,167	0,02319	3,505	1,237
10	0,04177	0,06561	0,162	0,02268	3,399	1,194
11	0,04072	0,06328	0,157	0,02220	3,300	1,154
12	0,03970	0,06106	0,152	0,02174	3,206	1,117
13	0,03872	0,05794	0,148	0,02129	3,115	1,083
14	0,03779	0,05694	0,143	0,02088	3,028	1,050
15	0,03690	0,05504	0,139	0,02048	2,945	1,019
16	0,03606	0,05326	0,136	0,02009	2,865	0,985
17	0,03525	0,05159	0,132	0,01974	2,789	0,956
18	0,03448	0,05003	0,129	0,01937	2,717	0,928
19	0,03376	0,04858	0,125	0,01904	2,647	0,902
20	0,03308	0,04724	0,122	0,01871	2,582	0,878
25	0,03006	0,04104	0,108	0,01727	2,282	0,759
30	0,02762	0,03624	0,098	0,01607	2,037	0,665
35	0,02546	0,03230	—	0,01504	1,831	0,592
40	0,02369	0,02915	—	0,01415	1,660	0,530
45	0,02238	0,02660	—	0,01352	1,516	0,479
50	0,021	0,02459	—	0,01298	1,392	0,436
60	0,01954	0,02177	—	0,01216	1,190	0,359
70	0,01825	0,01948	—	0,01156	1,022	—
80	0,01770	0,01826	—	0,01126	0,917	—
90	0,01735	0,01760	—	0,01110	0,840	—
100	0,0170	0,01720	—	—	0,810	—

* Рассчитанные данные из величин растворимости O_2 и в воде с учетом растворимости Ag .

налам цементного камня, горных пород, а также при прохождении через неплотности резьбовых соединений.

Вследствие незначительного внутреннего трения и высокой проникающей способности газ способен просочиться через неплотности, которые непроницаемы для нефти. Он обладает значительно более высокой упругостью, чем нефть.

Повышенная проницаемость пористых сред для газа по сравнению с жидкостями объясняется явлением проскальзывания газа из-за незначительного внутреннего трения его молекул. Проницаемость горных пород зависит от средней длины свободного пробега молекул. Поэтому проницаемость пород по газу будет приближаться к их проницаемости по жидкости при условии, если средняя длина свободного пробега молекул станет соизмеримой с радиусом действия молекул жидкости. Это практически может быть достигнуто при высоких давлениях газа. Температура и общее давление газа снижают газопроницаемость их для жидкости (С.Н. Гудок).

Некоторые свойства газов приведены в табл. 6.5 и 6.6.

6.2. УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ГАЗА [222]

При решении различных вопросов борьбы с газонефтеводопроявлениями возникает необходимость пользоваться законами, характеризующими природу газов и их поведения при различных давлениях и температурах.

Природные газы представляют собой смесь отдельных компонентов, химически не взаимодействующих друг с другом. К ним применены основные законы термодинамики и физики, из которых вытекают специальные законы газового состояния.

Физическое состояние газа определяется тремя параметрами – давлением p , объемом V и температурой T . В зависимости от давления и температуры изменяется и объем газа. В связи с этим для получения правильного представления о его количестве, не зависящем от конкретных значений параметров состояния, объем газа приводится к стандартным условиям, т.е. к стандартной температуре и давлению. В РФ стандартными считаются температура $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и давление приблизительно $0,1\text{ МПа}$.

Возможны следующие процессы изменения состояния газа.

1. Изохорный, протекающий при неизменном объеме, т.е. при условии

$$V = \text{const.}$$

2. Изобарный, протекающий при неизменном давлении, т.е. с выполнением условия $p = \text{const.}$

3. Изотермный, протекающий при постоянной температуре, т.е. при $T = \text{const.}$

4. Адиабатный, происходящий при отсутствии теплообмена с окружающей средой.

5. Политропный, обобщающий процесс, частными случаями которого являются первые четыре процесса.

Задачи механики газопрооявлений и выбросов чаще всего могут быть решены с допущением изотермного процесса изменения состояния газа при его движении по стволу скважины.

Связь между объемом и давлением при изотермическом процессе устанавливается законом Бойля – Мариотта:

$$pV = \text{const.} \quad (6.1)$$

Во многих случаях при проведении практических расчетов или для уточнения поведения газа в скважине возникает необходимость учитывать также влияние температуры. Поведение газа в зависимости от трех основных параметров p , V и T определяется уравнением Клайперона, представляющим собой основное характеристическое уравнение состояния газа:

$$pV = nzRT, \quad (6.2)$$

где n – число молей вещества; z – коэффициент сжимаемости газа; R – универсальная газовая постоянная; T – температура, К.

Значение универсальной газовой постоянной одинаково для всех идеальных газов и составляет $8,314\text{ Дж}/(\text{К}\cdot\text{моль})$.

Для изучения состояния газа в меняющихся условиях основное характеристическое уравнение (6.2) может быть представлено в другой, более удобной, форме:

$$p_1 V_1 / z_1 T_1 = p_2 V_2 / z_2 T_2, \quad (6.3)$$

где индексы 1 и 2 соответствуют значениям параметров в первом и втором состоянии.

Коэффициент сжимаемости зависит от давления и температуры. Для природного газа с относительной плотностью по воздуху 0,6 величину z можно определить по графику на рис. 6.1. Относительная плотность 0,6 для большинства составов природного газа оказывается достаточно близкой к фактической, в связи с чем это значение обычно применяется в технических расчетах. В табл. 6.7 приводятся относительная плотность и другие важнейшие параметры основных компонентов природных газов.

Уравнение (6.3) можно переписать в виде

$$p_1 V_1 = k p_2 V_2,$$

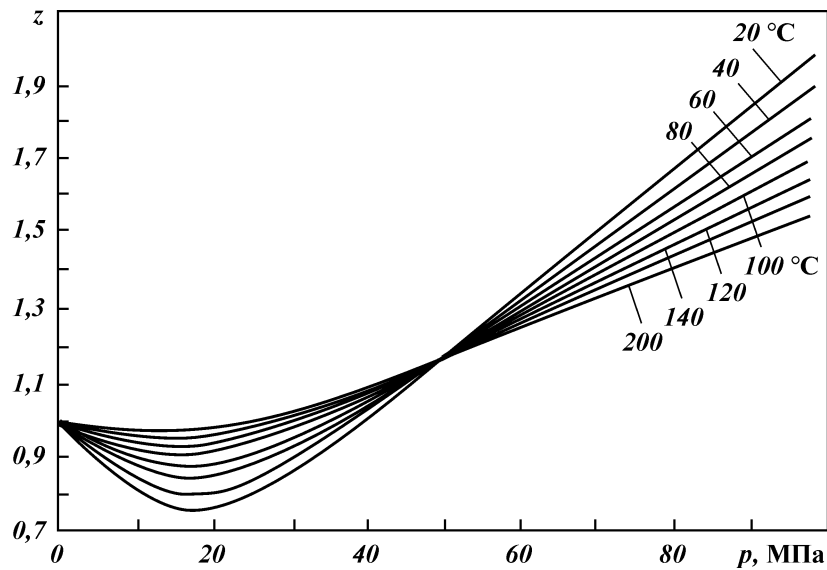


Рис. 6.1. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления при различной температуре

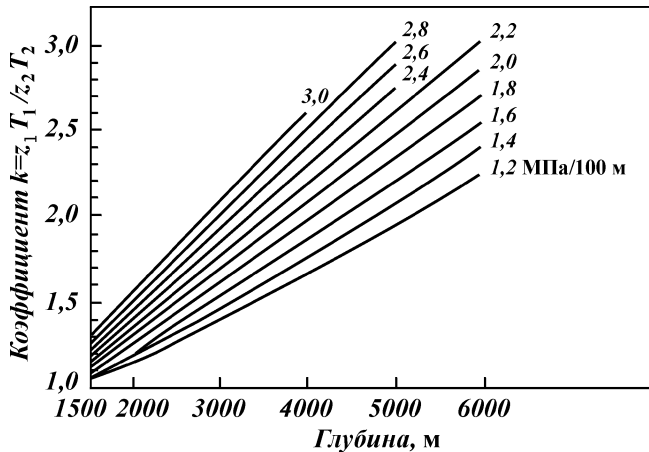


Рис. 6.2. Номограмма для определения сжимаемости и температуры газа по глубине скважины

Таблица 6.7

Параметры основных компонентов природных газов

Газ	Химическая формула	Относительная молекулярная масса	Молярный объем, м ³ /кмоль	Плотность газа, кг/м ³	Относительная плотность по воздуху
Воздух (без CO ₂)	—	28,96	22,4	1,292	1
Метан	CH ₄	16,043	22,38	0,716	0,554
Этан	C ₂ H ₆	30,07	22,18	1,356	1,049
Этилен	C ₂ H ₄	28,054	22,25	1,26	0,975
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	21,84	2,019	1,562
<i>n</i> -бутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,5	2,703	2,091
Изобутан	C ₄ H ₁₀	58,124	21,78	2,668	2,064
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,151	—	3,221	2,491
Сероводород	H ₂ S	34,082	22,14	1,539	1,19
Двуокись углерода	CO ₂	44,011	22,26	1,976	1,529
Неон	—	20,183	22,43	0,899	0,696
Гелий	He	4	22,42	0,178	0,138
Аргон	Ar	39,944	22,39	1,783	1,379

где

$$K = z_1 T_1 / z_2 T_2.$$

Для определения коэффициента k в условиях скважины 6. ВНИИКР-нефтью разработана номограмма (рис. 6.2). Номограмма построена при следующих исходных данных: температура газа у устья 50 °С, геотермический градиент 3 °С/100 м, коэффициент сжимаемости на устье 0,9, температура дневной поверхности 25 °С. Параметры z_1 и T_1 соответствуют более нижним, чем z_2 и T_2 сечениям скважины. С помощью номограммы можно весьма просто определить величину k по заданным значениям глубины скважины и градиента давления.

Природные газы, как указывалось, представляют собой смеси, содержащие отдельные газовые компоненты в различных пропорциях. Кроме метана они содержат примеси (часто значительные) этана, пропана, бутана, сероводорода, углекислого газа и др.

При расчете состояния газовой смеси необходимо учитывать обусловленные ее многокомпонентностью специфические особенности. В газовых смесях общее давление равно сумме парциальных давлений, создаваемых каждым отдельным компонентом при условии, если бы он занимал весь объем смеси. Парциальное давление, испытываемое каждым отдельным газом смеси, соответствует его мольной (или объемной) доле

$$p_i = Y_i p, \quad (6.4)$$

где p – общее давление в газовой смеси; Y_i – мольная или объемная концентрация компонента.

Соответственно общий объем газовой смеси равен сумме парциальных объемов компонентов, а парциальный объем каждого компонента пропорционален его концентрации:

$$V_i = Y_i V,$$

где V – общий объем смеси.

Поведение реальных газов не при всех температурах и давлениях мо-

Таблица 6.8

Критические параметры газов

Газ	Температура $T_{кр}$, °С	Давление $p_{кр}$, МПа	Плотность $\rho_{кр}$, кг/м ³
Азот	-147,1	3,39	311
<i>n</i> -бутан	152,8	3,16	225
Изобутан	134	3,16	234
Гелий	-267	0,22	69,3
Углекислый газ	31,1	7,39	468
Метан	-82,5	4,64	162
Пропан	95,6	4,4	226
Этан	32,1	4,95	210
Сероводород	120,4	9	–

жет быть описано уравнениями состояния. Переход через некоторые предельные значения – для температуры в сторону понижения, а для давления в сторону повышения – приводит к снижению газа. Такие предельные значения давления и температуры называются критическими.

Критическая температура – температура, при которой и выше которой газ не может быть снижен путем повышения давления.

Критическое давление – давление, при котором и выше которого жидкость не переходит в газообразное состояние путем повышения температуры.

Значения критических параметров некоторых газов приведены в табл. 6.8.

Для природных газов, представляющих собой смесь отдельных компонентов, критическое давление и температура определяются как средневзвешенные значения в соответствии с их компонентным составом.

•

6.3. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В ВОДЕ И БУРОВЫХ РАСТВОРАХ [222]

Во время проявления в ствол скважины поступает газ, определенная часть которого растворяется в буровом растворе. Выделение растворившегося газа в интервалах пониженного давления приводит в известных условиях к формированию в растворе отдельных пузырьков, ассоциаций пузырьков, пробок и т.д. Опыт показывает, что процессы растворения и выделения газа могут существенно влиять на характер протекания проявлений и эффективность мер, принимаемых при борьбе с ними.

Растворение газов в жидкостях сопровождается значительным сокращением объема растворителя. Подобный эффект, как известно, рассматривается в качестве фактора, способствующего развитию проявления [440].

Количество газа, растворяющегося в жидкости, зависит от температуры и давления. При некотором постоянном значении температуры растворимость газа в жидкости по закону Генри прямо пропорциональна давлению:

$$X = ap, \quad (6.5)$$

где X – количество газа, растворяющегося в единице объема жидкости; a – коэффициент растворимости или адсорбции; p – действующее давление в газе.

Коэффициент растворимости показывает, сколько объемов газа, приведенного к нормальным условиям, растворяется в одном объеме растворителя.

Если в жидкости растворяются смеси различных газов, то в этом случае по закону Дальтона каждый газ растворяется в количестве, пропорциональном его парциальному давлению:

$$X_i = ap_i.$$

Значения коэффициентов растворимости для ряда углеводородных и некоторых других газов при атмосферном давлении приведены в табл. 6.9.

Закон Генри удовлетворительно выполняется только при давлениях, близких к атмосферным. С повышением давления наблюдаются возрастающие отклонения от вычисленных теоретических значений. В связи с этим при практических расчетах для определения количества растворенного газа в области высоких давлений пользуются эмпирическими таблицами или кривыми растворимости.

Растворимость метана в воде в диапазоне давления и температур, встречающихся при бурении нефтяных скважин, приведена в табл. 6.10.

Буровые растворы, применяемые для промывки скважин, представляют собой полидисперсную гетерогенную систему, в которой часть объема занята твердой дисперсной фазой – частицами глины, утяжелителя, выбуренной породы. Дисперсионная среда в растворах на водной основе представлена водой, насыщенной в той или иной степени солями и другими химическими реагентами, причем наличие солей снижает растворимость газа. Растворы на нефтяной основе и эмульсионные содержат определенное количество нефтепродуктов.

Таблица 6.9

Коэффициенты растворимости газов в воде при атмосферном давлении, м³/м³

Газ	Температура, °C					
	0	20	40	60	80	100
Метан	0,0556	0,0331	0,0237	0,0195	0,0177	0,017
Этан	0,0987	0,0472	0,0292	0,0128	0,0183	0,0172
Пропан	0,037	0,036	—	—	—	—
<i>n</i> -бутан	0,0315	0,0206	—	—	—	—
Этилен	0,226	0,122	—	—	—	—
Азот	0,0235	0,0254	0,0125	0,0102	0,0096	0,0095
Углекислый газ	0,713	0,878	0,53	0,359	—	0,26
Сероводород	4,67	2,58	1,66	1,196	0,92	0,81

Таблица 6.10

Растворимость метана в воде, приведенная к атмосферному давлению, м³/м³

Давление, МПа	Температура, °C					
	60	100	150	200	250	300
5	0,9	0,8	1	1,2	—	—
10	1,7	1,5	1,9	2,7	3,2	1,5
15	2,2	2,1	2,9	4,4	5,7	7,5
20	2,7	2,7	3,7	5,7	8,2	13
25	3,1	3,1	4,2	7,1	10,6	18,4
30	3,4	3,5	4,7	8,1	12	13,1
40	4,1	4,2	5,9	10,1	16,6	31,6
50	4,5	4,7	6,7	11,1	19,7	38,1
60	5	5,2	7,5	12,4	22,1	43,2
80	—	—	9	15	26,4	52,4
100	—	—	10	16,6	29,5	59



Рис. 6.3. Изменение растворимости метана в буровом растворе на нефтяной основе с ростом давления

Таблица 6.11

Растворимость газов в воде и буровом растворе плотностью 1,27 г/см³

Газ	Объем растворенного газа, см ³ /см ³		a_2/a_1
	в воде a_1	в растворе a_2	
Метан	0,0328	0,0276	0,84
Этан	0,0492	0,0403	0,82
Пропан	0,0406	0,0337	0,83
Бутан	0,042	0,034	0,81

Согласно теории фазовых превращений отмеченные факторы оказывают влияние на растворение и выделение газа. Особенно это влияние существенно для растворов на нефтяной основе, что отражается на процессах развития, обнаружения и ликвидации газопроявлений.

Обнаружение проявления при работе с растворами на нефтяной основе и вообще на углеводородной основе более затруднено.

Растворимость газов в буровых растворах практически не изучена.

Исследования, проведенные А.М. Левитом, дают основание полагать, что газ растворяется в буровых растворах в количестве, пропорциональном доле содержащегося в них растворителя (воды и др.). В табл. 6.11 приведены результаты экспериментов для одного из растворов при атмосферном давлении и температуре 10 °С.

Согласно табл. 6.11 объем растворенного газа в единице объема раствора определяется количеством содержащегося в нем растворителя, в данном случае воды. Участие в растворении (адсорбции) газа твердой фазы невелико.

На рис. 6.3 приведена кривая растворимости метана в растворе на нефтяной основе, полученная экспериментально В.Ф. Стариковым и др. Эксперименты проводились при температуре 37,7 °С. Раствор был приготовлен на основе дизельного топлива (массовая доля 51,31 %) с добавками лигнита, извести, барита, бентонита, раствора поваренной соли.

В работе В.Ф. Старикова с соавторами приводятся сведения об уменьшении объема бурового раствора в связи с растворением в нем газа (метана), полученные экспериментально при изменении давления от 0 до 40 МПа. Сообщается, что объем раствора на нефтяной основе, приготовленного по приведенной выше рецептуре, при полном насыщении газом уменьшается на 1–2 %. Указанные значения в несколько раз превышают снижение объема бурового раствора в результате фильтрации или контракции, при которых такое уменьшение не превышает 0,5 %.

6.4. ИЗМЕНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ГАЗА ПРИ ДВИЖЕНИИ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ [222]

В процессе следования от забоя к устью скважины газ претерпевает различные изменения своего состояния под влиянием непрерывно меняющихся термобарических условий. Наряду с увеличением объема наблюдаются, особенно при образовании в скважине газожидкостной смеси, фазовые превращения, т.е. растворение, выделение, сжижение и испарение газа. Закономерности протекания отмеченных явлений имеют существенное значение для совершенствования управления проявляющейся скважиной.

По мере подъема газа с забоя вместе с циркулирующим буровым раствором или вследствие всплывания происходит его расширение. Однако это расширение по глубине скважины весьма неравномерно. Значительную часть пути газ проходит с относительно невысоким приращением своего объема. Интенсивное увеличение объема начинается в верхней части скважины, в интервалах низких гидростатических давлений бурового раствора. Расчеты показывают, что здесь объем газа увеличивается в десятки раз по сравнению с исходным значением.

Для иллюстрации этого на рис. 6.4 показано относительное увеличение единицы объема газа V_0/V_t (где V_0 , V_t – начальное и текущее значения объема газа) при подъеме с забоя скважины глубиной 4000 м. Плотность бурового раствора принята равной $1,68 \text{ г/см}^3$. Как следует из приведенного графика, начало резкого расширения газа приурочено примерно к верхней четверти глубины скважины.

Ниже приведены сведения о расширении газа объемом $0,2 \text{ м}^3$ в тех же условиях, а также о падении забойного давления в связи с его расширением и замещением определенной части объема бурового раствора, если поперечное сечение кольцевого пространства составляет $0,024 \text{ м}^2$. Такое количество газа может поступить в скважину, например в период смены долота, и остаться незамеченным на поверхности.

Глубина, м.....	3500	3000	2000	1000	500	300	200
Объем газа, м^3	0,23	0,29	0,51	0,7	2,24	3,5	Выброс
Падение забойного давления, МПа ...	0,25	0,30	0,35	0,74	1,52	2,4	–

Согласно расчетам при разрешающей способности уровнемера 1 м^3 наличие флюида в скважине будет обнаружено в данном случае на глубине примерно 1000 м. Если позволить газу подниматься выше без противодействия на устье скважины, то с глубины 200 м начнется выброс вышенаходящегося раствора.

Возможность перехода компонентов природного газа в жидкое состояние и обратно определяется законом фазовых переходов и зависит от реальных параметров в той или иной части скважины – температуры и давления.

Исходя из общих представлений, можно отметить следующее [320]. Прогнозируются три зоны состояния углеводородов в смеси с буровым раствором. Границы зон определяются конкретными условиями – давлением, температурой, составом газа. В нижней части глубоких скважин все углеводороды вследствие явлений обратного испарения будут находиться в газообразном состоянии. Выше, в следующей зоне, могут выпадать конденсаты тяжелых углеводородов. В третьей, верхней, зоне, простирающейся ориенти-

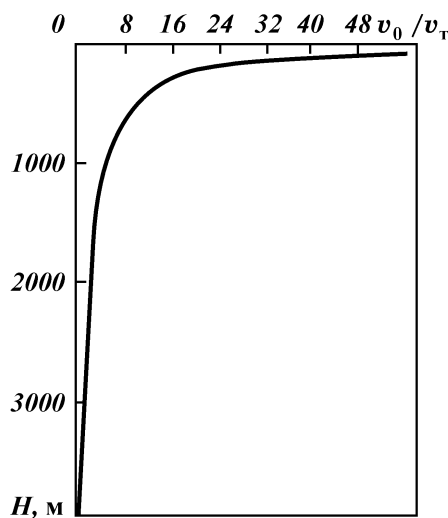


Рис. 6.4. Относительное расширение единицы объема газа при подъеме с забоя скважины глубиной 4000 м

ровочно до глубины в несколько сотен метров, все углеводороды будут находиться в газообразном состоянии.

На поведение газа, находящегося в смеси с буровым раствором, во время его движения в скважине большое влияние оказывают процессы растворения и выделения. В тех случаях, когда количество газа не превышает растворяющей способности находящегося с ним в контакте раствора, газ растворяется без остатка. В противном случае избыточная часть газа остается в свободном состоянии. Растворение газа заканчивается практически в призабойной части скважины. Объем растворенного газа (метана) при высоких давлениях, а следовательно, на больших глубинах в стандартных условиях может в 10 раз и более превосходить объем растворителя. Реальное газосодержание газированных пачек в пересчете на свободный газ с глубиной уменьшается вследствие роста давления и интенсификации процесса растворения.

В процессе подъема бурового раствора по мере достижения давления насыщения компоненты растворенного газа начинают последовательно выделяться. Так, по-видимому, в большинстве случаев и образуется в верхней части ствола скважины газированный раствор как двухфазная система. Это подтверждается анализом содержания газа в газированных растворах в широком диапазоне фактических концентраций.

В работе [447] показано, что концентрация газа в буровых растворах может достигать 30 %, иногда 40 %. Такое количество газа свободно растворяется с недонасыщением в буровых растворах при высоких давлениях и температурах, существующих в глубоких скважинах. Формирование газированных пачек раствора можно представить следующим образом.

На сравнительно небольшом участке на пути к устью скважины газ полностью растворяется в буровом растворе. Далее свободный газ исчезает и буровой раствор является однородной гидравлической системой, сохраняющейся до начала выделения газа. С момента выделения газа и начинается собственно образование газированной пачки, если поступление газа носило эпизодический характер, или газированного потока при его постоянном притоке.

Приведем характерные примеры [407]. Предположим, что газ метан по-

стует с глубины 5000 м. Плотность бурового раствора 1,30 г/см³ при температуре 100 °С. Содержание воды в единице объема раствора 80 %. Концентрация поступающего газа, приведенная к стандартным условиям, равна 0,4 м³/м³. В этом случае газ на забое полностью растворится в буровом растворе. Выделение газа начнется с глубины 185 м от устья скважины, считая для простоты по статическому состоянию. На глубине 100 м его концентрация составит 0,26 м³/м³ или 20,8 %.

Пусть теперь количество поступающего газа составит 2,8 м³ на 1 м³ раствора, тогда он также будет полностью растворяться в забойных условиях. Свободный газ появится в растворе с глубины 2540 м. Концентрация газа в зависимости от глубины приведена ниже.

Глубина, м.....	2000	1000	100
Концентрация газа:			
м ³ /м ³	0,41	1,32	2,68
%.....	29	57	72,8

В этом случае в верхней части возможно образование газовых пробок вследствие сепарации жидкости.

Наличие фазовых переходов, кроме рассмотренных эффектов, приводит еще к одному важному заключению. При движении в скважине газированных пачек и потоков объем свободного газа, приведенный к стандартным условиям, с глубиной меняется вследствие растворения. Таким образом, на каждой глубине объем газовой фазы определяется как сжимаемостью, так и растворимостью.

•

6.5. СКОРОСТЬ ВСПЛЫВАНИЯ ГАЗА В БУРОВОМ РАСТВОРЕ [222]

Буровые растворы, как правило, представляют собой тиксотропные системы, обладающие пластическими свойствами. Известно, что течение таких систем начинается после того, как приложенная сила преодолет сопротивление сдвигу жидкости. В связи с этим в буровых растворах всплывают только пузырьки, имеющие достаточную подъемную силу для разрушения тиксотропной структуры на пути своего движения.

Пузырек газа не всплывает в вязкопластичной жидкости, если его диаметр (м) менее величины, определяемой зависимостью

$$d_0 = \frac{6\theta}{k'g(\rho_1 - \rho_2)}, \quad (6.6)$$

где θ – статическое напряжение сдвига раствора, Па; k' – опытный коэффициент, $k' = 0,3 \div 0,6$; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ_1, ρ_2 – плотность бурового раствора и газа, кг/м³.

Скорость движения (м/с) пузырька газа, всплывающего в буровом растворе, зависит от сложного взаимодействия многих факторов. В диапазоне условий, когда пузырек сохраняет сферическую форму, при структурном режиме обтекания установлена возможность применения зависимости [407]

$$u = \frac{dr_0}{2\eta} \left[\sqrt{\frac{gd(\rho_1 - \rho_2)}{6\lambda r_0}} - 1 \right]^2, \quad (6.7)$$

где d – диаметр пузырька, м; r_0 – динамическое напряжение сдвига, Па; η – структурная вязкость, Па·с; λ – опытный коэффициент, $\lambda = 1+1,25$.

По данным Р.М. Шищенко, нарушение структурного режима обтекания сферы, движущейся в вязкопластичной жидкости, начинается при $d/d_0 = 2,5+3$. Следовательно, этот предел может устанавливать область применения формулы (6.7). Пузырьки сохраняют сферическую форму до значений радиуса примерно 0,12 см. Затем форма пузырьков искажается, происходит их сплющивание, а затем они приобретают грибовидную форму.

В случае газопроявлений – их возникновении, развитии, ликвидации – наблюдается движение не одиночного пузырька, а некоторой массы газа, распределенной тем или иным образом в жидкости. Движение газа в газожидкостной смеси имеет свои особенности, хотя общие закономерности процесса всплывания, характеризуемые зависимостями (6.6) и (6.7), остаются справедливыми и в этом случае.

Большое влияние на характер всплывания газа и жидкости оказывает структура образующейся смеси. Различают четыре типа структур при движении смеси газа и жидкости в скважине.

Если газ движется в виде отдельных пузырьков различного размера, относительно равномерно распределенных в жидкости (находящейся в покое или текущей), то такая структура называется эмульсионной или пузырьковой. Примером могут служить пачки газированного раствора.

С повышением объемного содержания газа отдельные пузырьки начинают сливаться, образуя “снаряды” или пробки в скважине. Такая структура смеси получила название пробковой или снарядной. Образование газовых пачек в скважине является примером подобной структуры.

При дальнейшем увеличении содержания газа в потоке смеси появляется сплошной столб газа, окруженный жидким кольцом. Этот тип структуры называется стержневым.

Когда содержание газа смеси становится настолько высоким, что жидкая фаза распыляется потоком газа и движется вместе с ним во взвешенном состоянии, образуется дисперсная структура.

При подъеме смеси бурового раствора и газа в скважине по мере снижения давления в разных интервалах глубин могут существовать различные структуры потока.

С точки зрения выбросов наибольшая опасность возникает при снарядном режиме движения смеси. Причем “снаряды”, т.е. пробки газа могут образовываться как в движущейся, так и в покоящейся жидкости.

Для определения скорости подъема пузыря в трубе при снарядном режиме течения Т.Уоллис приводит формулу

$$v_{\text{п}} = k\rho^{-1/2}[gD_{\text{т}}(\rho_1 - \rho_2)]^{1/2},$$

где k – коэффициент пропорциональности, $k = 0,345$; $D_{\text{т}}$ – диаметр трубы, м.

На основе этой формулы П. Гриффитс получил выражение для скорости пузыря в кольцевом пространстве:

$$v_{\text{п.к.п}} = k_1\rho^{-1/2}[gD_{\text{вн}}(\rho_1 - \rho_2)]^{1/2},$$

где $k_1 = f(d_n/D_{\text{вн}})$; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр наружной трубы, м; d_n – наружный диаметр внутренней трубы, м.

Имеем $k_1 = 0,37$ при $d_n/D_{\text{вн}} = 0,44$; $k_1 = 0,4$ при $d_n/D_{\text{вн}} = 0,6$ и $k_1 = 0,49$ при $d_n/D_{\text{вн}} = 0,8$.

Исследования, проведенные на стенде, показали, что в трубе газовый пузырь поднимается по центру вдоль ее оси, а переток жидкости происходит вдоль стенок. В неvertикально расположенном кольцевом пространстве пузырь поднимается вдоль одной стороны пространства, а на противоположной стороне наблюдается противоток вытесняемой жидкости. Эксцентричность кольцевого пространства способствует изменению формы пузыря, но скорость его подъема при этом меняется незначительно.

В результате исследований, проведенных на вязких жидкостях (от 0,001 до 0,12 Па·с), и при существующих размерах кольцевого пространства бурящихся скважин установлено, что влияние вязкости на скорость всплытия газового пузыря незначительно.

При экспериментах с использованием буровых растворов были получены различные результаты, свидетельствующие о неоднозначном влиянии структурных и реологических свойств жидкости. При некоторых экспериментах пузырь, всплывая, вдруг останавливался и не двигался до тех пор, пока не получал дополнительного импульса. В других случаях скорость всплытия оказывалась в 1,5 раза выше среднестатистического значения.

Подобные явления наблюдаются и в промысловой практике, когда газ, накапливаясь на забое в объеме 0,5 м³ и более, при отсутствии циркуляции не всплывает. В других случаях он так быстро движется вверх, что буровой персонал иногда не успевает на это своевременно отреагировать, чтобы закрыть превентор или шаровой кран.

На учебной скв. 230 Левкинской проводились исследования всплытия газовых пачек в условиях, приближенных к натурным. Скважина была обсажена 273-мм колонной, в которую спущена вторая колонна диаметром 194 мм, перфорированная на глубине 1192 м. Бурильные трубы с пакером спускались в 194-мм колонну. В межколонное пространство между 273-мм и 194-мм колоннами компрессором закачивался воздух до полного вытеснения из него воды, после чего превентор, герметизирующий межколонное пространство, закрывался и создавалось некоторое избыточное давление на столб воздуха. Для впуска газовой пачки открывали превентор и выпускали из межколонного пространства определенный объем воды, равный объему поступившего газа. Время впуска газа не превышало 1 мин, что позволяло формировать на забое скважины компактную газовую пачку. Затем исследовали процесс всплытия газа в кольцевом пространстве между бурильными трубами и 194-мм колонной при открытом или закрытом устье.

Во всех случаях по мере всплытия газового пузыря нижняя его часть разрушалась, и за снарядом тянулся шлейф пузырьков малого диаметра.

При проведении экспериментов с открытым устьем получены следующие результаты.

Объем газовой пачки на забое, м ³ ...	1,25	1,65	2,4
Скорость всплытия газовой пачки, м/ч	340	376	357

Ниже приведены результаты экспериментов с закрытым устьем, в которых определяли не только скорость всплытия всей пачки, но и ее верхней границы (головой пачки).

Объем газовой пачки на забое, м³.....	1,5	2,8	3,0	3,0	3,1
Скорость всплытия, м/ч:					
газовой пачки	345	305	315	333	340
головы газовой пачки.....	654	635	625	600	620

Как видно из экспериментальных данных, скорость движения верхней границы пачки существенно выше скорости всей газовой пачки.

Часть экспериментов проведена с целью изучения закономерностей всплытия и движения газовых пачек в условиях, соответствующих реальным технологическим процессам ликвидации газопроявлений с поддержанием постоянного давления на забое скважины.

Всплытие газа в условиях скважин имеет характерные особенности. Вследствие значительного промежутка времени движения процесс осложняется такими явлениями, как тиксотропное загустевание раствора, растворение и выделение газа. В связи с этим всплытие газа в скважине не может быть охарактеризовано как строго гидродинамическое явление. В зарубежной практике вместо всплытия применяются термины “просачивание” или “миграция” газа.

Скорость движения газа в проявляющей скважине при отсутствии циркуляции может быть определена по изменению давления на устье:

$$u = \Delta p / \rho g t, \quad (6.8)$$

где Δp – приращение давления на устье при закрытых превенторах за время t , Па; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Наряду с плотностью на скорость миграции оказывают влияние другие параметры бурового раствора – вязкость, статическое напряжение сдвига, а также размеры кольцевого пространства и угол наклона скважины. Скорость миграции газа, измеренная по нарастанию устьевого давления в одной из проявляющихся скважин Ставропольского края, колебалась в пределах от 80 до 186 м/ч.

В зарубежных источниках (У.К. Гойнс, Р. Шеффилд) в качестве очень приблизительного значения для газа рекомендуется скорость миграции 300 м/ч. Однако указывается, что при наличии в скважине легкого раствора скорость миграции в 2–3 раза превышает это значение. В то же время отмечается, что иногда газовые пачки могут в течение длительного времени оставаться в призабойной зоне без заметного перемещения.

•

6.6. ИНВЕРСИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ [222]

При газопроявлениях часто на устье герметизированной скважины при отсутствии циркуляции с течением времени наблюдается нарастание давления. Увеличение давления в этих случаях обусловлено эффектом, называемым инверсией давления.

Механизм инверсии давления заключается в следующем. Если в момент закрытия скважина частично или полностью заполнена жидкостью и в ней присутствует газ, то газовые включения под влиянием архимедовой силы продолжают всплывать к устью. Но не имея возможности расширяться по

мере подъема в жестко фиксированном объеме, каждый пузырек или газовая пробка в соответствии с законом Бойля – Мариотта будет сохранять объем и давление, существовавшие в момент герметизации. При этом давление определяется высотой расположенного выше столба бурового раствора.

Схема инверсии давления в скважине приведена на рис. 6.5, *а* и *б*, на которых соответственно показано распределение давлений и момент нахождения газовой пробки на забое и после ее всплытия. Газ, находящийся вначале под действием избыточного гидростатического давления столба жидкости, сохраняет его и в процессе всплытия до устья скважины.

В соответствии с рассмотренным механизмом в общем случае теоретически максимально возможное давление на устье скважины при всплытии газа

$$p_{\max} = p_1 + \rho g L_1,$$

где p_1 – давление на устье в момент герметизации скважины, Па; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; L_1 – высота столба бурового раствора над газом, м.

Если скважина закрыта в начале проявления, когда газовая пачка еще находится на забое, то после ее окончательного всплытия устьевое давление станет равным пластовому:

$$p_{\max} = p_{\text{пл.}}$$

Давление на забое скважины при этом удвоится:

$$p_{\text{заб}} = 2p_{\text{пл.}}$$

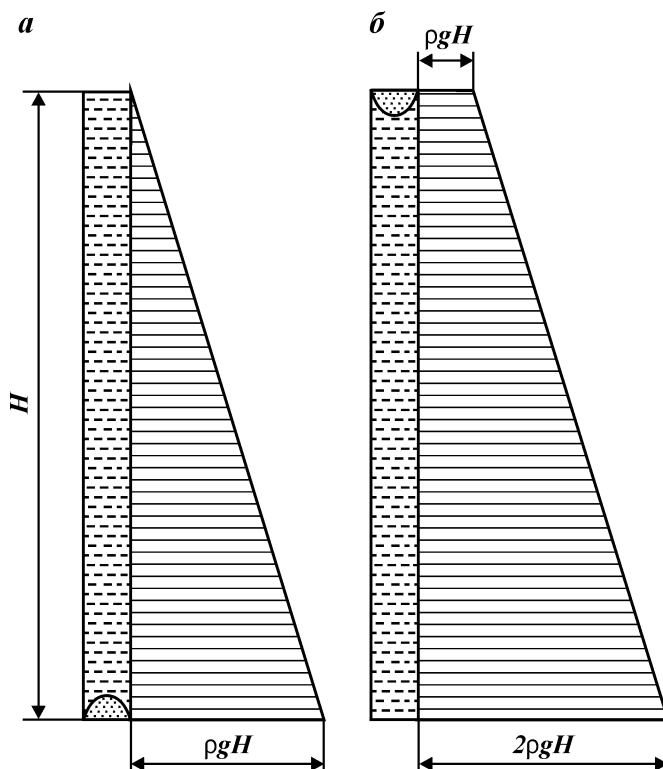


Рис. 6.5. Схема инверсии давления в скважине

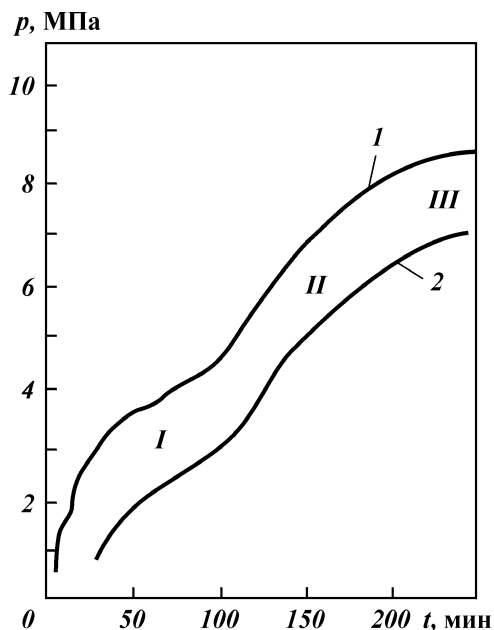


Рис. 6.6. Изменение давления на устье вскрытой скважины при испытании газовой пачки: 1 – в кольцевом пространстве; 2 – в буровых трубах; I, III – начальный и конечный участки; II – участок стабилизации процесса всплытия

В любой точке ствола скважины давление в это же время будет равно сумме устьевого и гидростатического давлений на этой глубине.

В реальных условиях изменение давления на устье скважины протекает значительно сложнее. При этом на давление оказывают влияние негерметичность ствола скважины в ее открытой части, всплывание газа не в виде одной порции, а распределение его на значительном интервале и др.

Эффект инверсии давления при всплывании газа в герметизированной скважине проверялся экспери-

ментально на учебной скв. 230 Левкинская. При этом измерялись давления в буровых трубах и кольцевом пространстве в процессе движения газовой пачки от забоя к устью без циркуляции бурового раствора.

Результаты измерений представлены на рис. 6.6. Начальный участок I соответствует дроблению всплывающего газа в хвостовой части снаряда, сравнительно прямой участок II – периоду стабилизации процесса всплытия, а конечный участок кривых III – подходу к устью скважины шлейфа из мелких пузырьков, следующих за компактной массой газа.

Данные экспериментальных исследований приведены также в табл. 6.12. Исследования показали, что давление на устье скважины после всплытия пачки газа составляет примерно 70 % забойного давления, наблюдавшегося в момент начала всплытия.

Меньшее значение давления на устье после всплытия газа по сравнению с теоретическим можно объяснить тем, что часть газа растворяется в процессе движения. Кроме того, возможно явление деформации обсадной колонны и связанное с этим некоторое увеличение заколонного пространства.

Таблица 6.12

Данные экспериментальных исследований инверсии давления в скважине при всплытии газа

Объем пачки газа, м ³	Давление на устье, МПа		Конечное давление на устье в кольцевом пространстве, % (от начального забойного)
	начальное	конечное	
1,5	0,8 / 1,7	6,4 / 7,8	62
2,8	0,4 / 2,3	7,0 / 9,0	73
3,0	1,4 / 2,2	6,8 / 8,9	74
3,0	1,0 / 3,0	7,3 / 9,2	71
3,1	1,0 / 2,6	7,0 / 8,9	72

Примечание. В числителе – давление в буровых трубах, в знаменателе – в кольцевом пространстве.

Инверсия давления создает в скважине опасность возникновения колонных проявлений, межпластовых перетоков, нарушения обсадных колонн. В литературе описаны случаи грифонообразований в результате чрезмерного повышения давления в скважине при небольшой длине обсадных колонн или кондукторов. Высокие давления в скважине являются причиной нарушения герметичности обсадных колонн и гидравлического разрыва пластов.

Если в скважине произойдет гидравлический разрыв пласта, то давление будет увеличиваться до образования трещины. В результате гидроразрыва произойдет уход раствора, и давление на устье уже не поднимется до максимально возможной величины.

Наряду с отрицательными последствиями инверсия давления может быть использована при борьбе с газопроявлениями для ограничения притока газа в скважину. В некоторый момент в результате всплывания газа наступает равновесие пластового и забойного давления. С этого момента поступление газа из пласта прекращается. Дальнейшая задача, следовательно, определяется условиями рационального способа удаления из скважины газа.

Однако во всех случаях ясно, что допускать скопление газа на устье скважины даже при наличии превенторов высокого давления нельзя. Для предотвращения отрицательных последствий инверсии давления при газопроявлениях принимаются специальные меры.

•

6.7. ДАВЛЕНИЕ СМЕСИ БУРОВОГО РАСТВОРА И ГАЗА В СКВАЖИНЕ [222]

С газопроявлениями связано образование в скважине смеси бурового раствора и газа. В зависимости от обстоятельств смесь может заполнять проявляющую скважину целиком или располагаться в отдельных ее интервалах, образуя так называемые пачки газированного раствора.

Поступление газа в скважину и образование в ней газожидкостной смеси влияет прежде всего на гидростатическое давление, создаваемое буровым раствором. Несомненно, что уменьшение плотности раствора в этом случае приводит и к снижению забойного давления, в связи с чем возникает опасность повышения давления и, следовательно, выброса. Поэтому определение давления, создаваемого столбом смеси раствора и газа в скважине, представляет непосредственный практический интерес для оценки опасности и возможности дальнейшего развития проявлений, а также для выбора способа предупреждения и ликвидации выбросов.

На практике часто используют упрощенные расчеты, полагая, что столб газожидкостной смеси находится в статических условиях, т.е. в покое, и всплывание газа в нем отсутствует. Отсутствие относительного движения газовых пузырьков в буровом растворе будет, очевидно, характерным для эмульсионной структуры смеси. В этом случае можно пользоваться формулой

$$p_n - p_b + z a_0 p_0 \ln(p_n / p_b) = \rho g L_{см}, \quad (6.9)$$

где p_n , p_b – давление у нижней и верхней границ столба смеси, Па; a_0 – газожидкостное отношение, приведенное к нестандартным условиям; p_0 – ат-

мосферное давление, Па; ρ – плотность негазированного бурового раствора, кг/м³; $L_{см}$ – высота столба смеси, м.

Газожидкостное отношение представляет отношение объема газа к объему жидкости в единице объема смеси, т.е.

$$a_0 = V_0 / V_{ж}.$$

Газожидкостное отношение может быть определено также по плотности исходного и газированного буровых растворов следующим образом:

$$a_0 = \frac{\rho}{\rho_{г.р}} - 1, \quad (6.10)$$

где $\rho_{г.р}$ – плотность газированного раствора на поверхности.

Расчеты еще более упрощаются, если определять не давление столба смеси, а снижение забойного давления в результате смешения раствора с газом.

Снижение давления может быть определено по эмпирической формуле Стронга – Уайта

$$\Delta p = 2,3 \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_2} \lg p_1, \quad (6.11)$$

где ρ_1 – начальная плотность бурового раствора; ρ_2 – плотность газированного бурового раствора на поверхности; p_1 – гидростатическое давление бурового раствора начальной плотности.

Уравнение (6.9) решается методом последовательного приближения, причем результаты расчетов быстро сходятся.

Расчеты показывают, что уменьшение давления даже при значительном газосодержании раствора вследствие сжимаемости газа сравнительно невелико. Например, если плотность раствора на поверхности снизится от 1,20 до 0,60 г/см³ ($a_0 = 1$), то при равномерном газосодержании (по массовой доле) по всему стволу скважины давление на глубине 2000 м снизится на 0,45 МПа, или на 1,87 %, а на глубине 1000 м – на 0,375 МПа, или на 3,12 %.

Таким образом, влияние газирования раствора на гидростатическое давление с глубиной уменьшается. Падение давления может стать заметным при значительном газосодержании на небольших глубинах. При газосодержании $a_0 = 3$ и прежней плотности раствора на глубине 1000 м давление упадет уже на 1,5 МПа или на 12,5 %. Однако верхняя часть разреза обычно всегда перекрыта обсадными колоннами, что устраняет опасность неконтролируемого притока флюидов из этих интервалов.

С увеличением противодавления на устье скважины эффект снижения давления резко падает. В табл. 6.13 приведены данные об изменении давления газированного раствора в скважине при газосодержании $a_0 = 2$ (66 % газа) и плотности раствора 1200 кг/м³. Плотность газированного раствора на устье в этом случае падает до 400 кг/м³. Здесь же указана величина снижения давления (в МПа и %) по сравнению с давлением негазированной раствора начальной плотности (1,20 г/см³).

При составлении таблицы принято, что газ находится в виде свободной фазы, с равномерным распределением (по массовой доле) по глубине скважины. Изменение растворимости с давлением для простоты не учитывалось (примеры в [222]).

Таблица 6.13

Изменение давления столба газированного бурового раствора с глубиной

Глубина, м	Противодавление на устье скважины p_y					
	0,1 МПа			1 МПа		
	Давление, МПа	Снижение давления		Давление, МПа	Снижение давления	
		МПа	%		МПа	%
500	5,3	0,7	13,2	5,75	0,25	4,16
1000	11,16	0,84	7,52	11,61	0,39	3,25
1500	17,08	0,92	5,1	17,53	0,47	2,61
2000	23,02	0,98	4,08	23,47	0,53	2,2
2500	28,97	1,03	3,43	29,43	0,57	1,9
3000	34,93	1,07	2,97	35,39	0,61	1,69

Газы могут быть превращены в жидкое состояние во время их сжатия, если температура не будет превышать определенной величины, характерной для каждого однородного газа.

Температура $T_{кр}$, выше которой данный газ не может быть сжижен любым повышением давления, называется критической температурой этого газа. Давление $p_{кр}$, необходимое для сжижения газа при этой температуре, называется критическим. При критическом состоянии плотность его над жидкостью становится равной плотности жидкости и называется критической $\rho_{кр}$ (см. табл. 6.5). Давление, необходимое для снижения газа, уменьшается тем больше, чем меньше его температура относительно критической.

Растворимость газов в жидкостях зависит от вида газа, природы растворителя, парциального давления и температуры. С повышением парциального давления растворимость газов повышается, а с повышением температуры – снижается.

По закону Генри – Дальтона растворимость газа в жидкости при постоянной температуре прямо пропорциональна парциальному давлению этого газа в смеси над жидкостью при условии, что газ химически не взаимодействует с растворителем:

$$G_i = K_i p_i, \quad (6.12)$$

где K_i – коэффициент растворимости компонента; G_i – массовая концентрация данного газа в насыщенном растворе, г/л; p_i – парциальное давление компонента в газовой фазе, МПа.

Приведенный закон оправдывается при относительно небольших давлениях. Если давления высокие (десятки МПа), то коэффициент уменьшается. Растворимость некоторых газов в воде приведена в табл. 6.6.

Газ в скважину может проникать в следующих случаях: 1) при снижении противодавления на пласт ниже пластового; 2) с выбуренной породой; 3) обусловленных физико-химическими процессами, происходящими на границах буровой раствор – глинистая корка, глинистая корка – порода и непосредственно в глинистом растворе вследствие резкого изменения условий, в которых он находится.

Если условия в первом случае способствуют развитию выбросов в короткий срок, то во втором и третьем случаях они могут и не возникнуть. Однако на практике были случаи, когда постепенное насыщение бурового раствора газом приводило к возникновению выбросов и открытых фонтанов.

6.8. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ [77, 80, 83]

При бурении глубоких скважин нельзя исключить возможность газонефтеводопроявлений (ГНВП), которые являются одним из самых распространенных видов осложнений. ГНВП нередко заканчиваются нерегулируемыми фонтанами пластовых флюидов, что часто приводит к гибели скважин и оборудования, а также потерям углеводородного сырья.

При проникновении газа в буровой раствор его свойства существенно меняются. Вязкость и статическое напряжение сдвига буровых (глинистых) растворов возрастают, что в значительной степени затрудняет проведение профилактических мероприятий по их дегазации. Поступление газа в скважину вызывает падение плотности буровых растворов. Увеличивается разность плотности истинной и кажущейся, вследствие чего буровые растворы утяжеляют, хотя это не вызывается технологическими и геологическими условиями и может привести к поглощению раствора с последующим снижением противодавления на пласты.

При низких значениях вязкости и статического напряжения сдвига наблюдается “кипение” бурового раствора в скважине и желобной системе.

Следствием поступления газа в скважину может явиться перелив бурового раствора с дальнейшим выбросом и фонтанированием.

Газонасыщение (4 %) бурового раствора приводит к уменьшению коэффициента подачи насоса на 12–19 % (М.А. Караев).

Газовые выбросы далеко не всегда могут быть замечены в своем развитии. Падение противодавления на пласт происходит постепенно, без видимых на устье скважины изменений, и после наступления “неустойчивого равновесия” [244] возможен выброс с последующей работой пласта без противодавления.

Отмечены случаи газирования бурового (глинистого) раствора во время остановок скважины без промывки в течение более 1 ч, а также возникновения открытого фонтанирования скважин при подъеме инструмента (скв. 810 КГРБ, скв. 2 Малгобек и скв. 123 Карабулак – Грознефть) на площадях б. Чечено-Ингушетии с 1952 по 1963 г.

Для предупреждения ГНВП повышают плотность бурового раствора из расчета того, чтобы давление его столба было выше пластового. Нижний предел превышения забойным давлением пластового ограничен техническими нормами, а верхний – нет. Опасаясь ГНВП, буровики, как правило, стараются не рисковать и чрезмерно утяжеляют буровой раствор. В некоторых регионах репрессия на пласты составляет 7–15 МПа и более (Азербайджан, Туркмения и др.). Принятие таких мер при проводке скважин приводит к уменьшению скорости их бурения, росту опасности возникновения прихватов бурильной колонны, поглощениям бурового раствора, закупорке коллекторов и, как следствие, к снижению эффективности геологопоисковых и буровых работ, повышению их стоимости и другим негативным явлениям.

Практика буровых работ в нашей стране и за рубежом показывает, что повышение эффективности глубокого бурения связано с понижением репрессии на разбуриваемые пласты, а также с уменьшением содержания частиц выбуренной породы, в том числе коллоидных, в буровых растворах.

Однако при бурении скважин с уменьшением противодействия на пласты должны быть приняты определенные меры безопасности, основные из которых следующие:

- прогнозирование пластового (порового) давления на всех стадиях проектирования и строительства скважин;

- разработка надежных методов проектирования конструкций скважин;

- разработка и производство надежного устьевого оборудования – превенторов, дросселей, сепараторов, дегазаторов, запорной арматуры и др.;

- создание технических систем для обнаружения флюидопроявлений на ранней стадии их возникновения;

- разработка более совершенных методов расчета изменения забойного давления при бурении, спускоподъемных операциях, а также во время длительных остановок;

- разработка и внедрение способов и технических средств ликвидации проявлений.

Однако в целом положение дел с решением проблемы, связанной с предотвращением ГНВП, неудовлетворительно, и массовый переход к бурению глубоких скважин осуществляется с минимальным уровнем превышения забойным давлением пластового.

Отставание в области разработки технических средств, а также мер по предотвращению и борьбе с ГНВП в значительной мере обусловлено долготным отсутствием соответствующих технологических методик. Так, до настоящего времени нет методики прогнозирования градиентов пластового (порового) давления по данным полевой геофизики. Кривые распределения пластового (порового) давления на стадии проектирования скважин строятся, как правило, на основании слабо аргументированных данных геологических наблюдений, особенно для первых разведочных скважин. Практически отсутствуют достоверные данные о распределении пластового (порового) давления по разрезу скважин, что затрудняет проектирование их конструкций. Не налажен пока контроль за изменением градиента пластового (порового) давления в процессе непосредственного углубления скважин, поэтому не практикуется так называемое гибкое изменение конструкций скважин, повсеместно распространенное при бурении разведочных скважин в США, Канаде и других странах.

6.8.1. ПРИЗНАКИ ПРОЯВЛЕНИЙ [80, 222]

Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

Практикой бурения установлены следующие признаки газонефтеводопроявлений:

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости;

- повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;

- уменьшение против расчетного объема доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;

увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске буровой колонны;
повышение газосодержания в буровом растворе;
возрастание механической скорости бурения;
изменение показателей бурового раствора;
изменение давления на буровых насосах.

Последние три признака могут возникать не только в результате проявлений, но и по другим косвенным причинам.

Увеличение механической скорости бурения. Устойчивое самопроизвольное увеличение механической скорости может служить признаком углубления скважины в зону АВПД с постоянным нарастанием порового давления в проходимых глинистых породах.

Резкое увеличение механической скорости, так называемый “скачок проходки”, в переходной зоне свидетельствует, как правило, о быстром возрастании аномальности давления на забое. Такая ситуация может возникнуть в случае небольшой мощности переходной зоны, при непосредственной близости пластов-коллекторов с высокими давлениями флюидов или в результате внедрения долота в высоконапорную залежь. Причем во всех этих случаях аномальность давления коллектора будет превышать запас противодействия на забое со стороны бурового раствора. В зарубежной практике быстрое повышение механической скорости бурения более чем в 2 раза принято считать одним из признаков вскрытия пласта высокого давления и возможности возникновения проявления, хотя это и не является непреложным правилом.

В некоторых случаях резкое увеличение механической скорости бурения – следствие “провалов” бурового инструмента при вскрытии крупных трещин или карстовых каверн. Подобное явление характерно при разбуривании известковых отложений и ведет чаще не к проявлениям, а к поглощению бурового раствора.

Практика бурения скважин показывает, что в зонах АВПД после резкого возрастания механической скорости часто начинается проявление. Такой характерный случай наблюдался, например, на одной из скважин Юбилейной площади предприятия “Кубаньгазпром”. При бурении отложений средней юры проводился механический каротаж, который показал во время очередного долбления внезапное увеличение механической скорости. График, построенный по результатам механического каротажа, приведен на рис. 6.7. После увеличения механической скорости бурения при глубине забоя 4274 м произошел сильный выброс. В процессе борьбы с проявлением состояние скважины еще более осложнилось, и дальнейшее ее углубление стало невозможным.

Исходя из многолетнего опыта бурения и теоретической проработки этого вопроса, “скачок проходки” при бурении следует рассматривать как признак возможного проявления. Такой подход оправдал себя во многих случаях, как самая ранняя реакция на неуравновешенность давлений на забое скважины.

Увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях, выражающееся повышением его уровня, является прямым признаком притока в скважину пластового флюида. Уровень бурового раствора контролируют с помощью уровнемеров различных конструкций.

Наиболее совершенные измерительные системы контролируют объем (уровень) в приемных емкостях насосов и общий объем бурового раствора в запасных емкостях показывающими приборами с одновременной регистра-

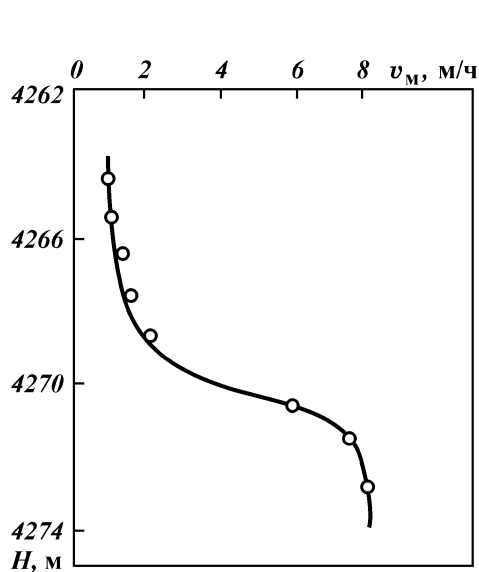


Рис. 6.7. График изменения механической скорости бурения с глубиной перед выбросом на Юбилейной площади

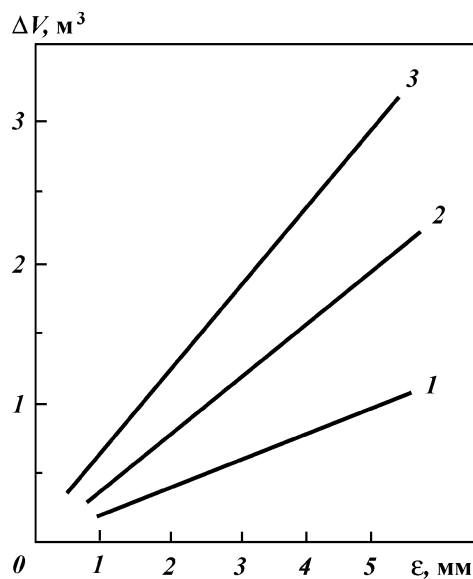


Рис. 6.8. Влияние площади уровня жидкости S и чувствительности уровнемера ε на регистрируемый минимальный объем проявления: 1 – $S = 20 \text{ м}^2$; 2 – $S = 40 \text{ м}^2$; 3 – $S = 60 \text{ м}^2$

цией. В аварийных ситуациях предусмотрена звуковая и световая сигнализация.

Минимальный объем флюида (м^3), поступившего в скважину, который может быть зафиксирован устройствами измерения уровня, определяется равенством

$$\Delta V_{\min} = \varepsilon S,$$

где ε – абсолютная погрешность датчика уровнемера; S – площадь поверхности жидкости в приемных емкостях.

Следовательно, точность реакции уровнемера зависит как от его чувствительности, так и от площади измеряемого уровня жидкости. Посредством изменения площади поверхности раствора можно менять минимальное значение регистрируемого объема проявления, как это показано на рис. 6.8. График построен с учетом применения в циркуляционной системе стандартных блоков емкостей площадью 20 м^2 . Из графика можно видеть, что исключение из циркуляции отдельных приемных емкостей равнозначно повышению эффективности уровнемера. Переключение блоков площадью 40 м^2 на блок 20 м^2 (выключение одной из двух используемых емкостей) равноценно увеличению реакции устройства в 2 раза, а отключение одной из трех используемых при циркуляции емкостей эквивалентно повышению чувствительности системы в 1,5 раза.

Для своевременного обнаружения притока пластового флюида выполняют следующие операции:

изолируют приемную емкость, через которую ведется циркуляция, от других;

уменьшают поверхность приемной емкости установкой перегородки;

устанавливают исходный уровень бурового раствора после возобновления круговой циркуляции;

корректируют положение исходного уровня с учетом объема введенных добавок при обработке и утяжелении бурового раствора, интенсивного выпадения осадков или потерь раствора при его очистке и испарении;

переключают насосы, приемную емкость, перераспределяют объемы бурового раствора только с ведома бурильщика;

останавливают процесс бурения для выполнения указанных работ, если бурят в отложениях, содержащих сероводород.

Увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины. В результате ограничения потока бурового раствора в скважине жесткими стенками поступление пластового флюида вызывает увеличение скорости, а следовательно, и расхода движущейся впереди жидкости.

Разность объемных скоростей на входе и выходе из скважины измеряется дифференциальными расходомерами. На практике расход (скорость) выходящего потока бурового раствора контролируют с помощью индикатора потока, позволяющего обнаружить начавшееся проявление при превышении расхода на выходе на 10 % и более. Результаты измерения расхода потока на выходе необходимо сопоставить с данными измерений уровня приемных емкостей, поскольку повышение расхода раствора приводит к увеличению уровня в емкостях.

Условие обнаружения проявления с помощью расходомера может быть записано в виде

$$\Delta Q_{\min} = \delta Q_{\max} / 100,$$

где δ – относительная приведенная погрешность прибора, %; $Q_{\max}$ – максимальный расход раствора, измеряемый прибором, л/с.

Эффективность обнаружения газопроявлений расходомером существенно зависит от подачи насосов. С увеличением подачи время обнаружения проявления при одном и том же притоке газа в скважину сокращается в соответствии с равенством

$$\Delta Q_2 = n \Delta Q_1,$$

где Q_1 , Q_2 – приращение расхода на выходе в некоторый момент соответственно при первой и второй подаче насоса, превышающей первую в n раз.

Газирование бурового раствора. Насыщение бурового раствора газом может происходить по различным причинам – как связанным, так и не связанным с недоуравновешенностью пластового давления в скважине.

При увеличении в буровом растворе содержания газа выше фоновое следует принять меры по его дегазации и выявить причины его поступления.

Глины переходной зоны часто загазованы, и их разбуривание сопровождается поступлением в раствор определенного количества газа. Газ при этом может поступать как из выбуренной породы, так и из приствольной части массива, если в нем имеются пропластки повышенной песчаности, линзы песка и другие локальные литологические разности, способные содержать флюиды под высоким давлением.

Признак проявления, т.е. поступления газа из окружающих пород вследствие недостатка противодействия со стороны скважины, – продолжающееся газирование раствора во время промывки после прекращения бурения. Кроме того, в этом случае наблюдается повышение газосодержания раствора (газ “наращивания”) в забойных пачках при прекращении циркуля-

ции, например для наращивания бурильной колонны. Это объясняется снижением давления на газифицирующий пласт и увеличением времени газифицирования забойной порции раствора. Присутствие газа “наращивания” не требует немедленного утяжеления бурового раствора.

Газирование раствора возможно из слабопроницаемых непродуктивных коллекторов, залегающих самостоятельно или в глинистой покрышке АВПД. Признаки проявления из подобных коллекторов такие же, как и в предыдущем случае.

Обычно по мере углубления в переходную зону наблюдается устойчивое повышение газосодержания раствора вследствие повышения пористости и давления в газосодержащих породах. При этом прибегают к ступенчатому утяжелению бурового раствора, так как не исключается встреча с высокопродуктивным локальным скоплением газа, способным произвести выброс.

В мировой практике при достаточно хорошо изученных геологических условиях в некоторых случаях бурили при постоянном газировании раствора. Отдельные линзы при этом разряжаются с непрерывной циркуляцией раствора, длящейся до нескольких суток. Считается, что концентрация газа до 70 % безопасна в отношении возникновения выбросов. Опыт бурения с постоянным газированием раствора имеется и в СНГ, например в ПО “Грознефть”. Однако для осуществления такого бурения требуется перестраивать технологию буровых работ в соответствии с принципами сбалансированного бурения.

Газ может поступать в раствор вместе с выбуренной породой при проходке газонасыщенных пластов и наличии запаса противодействия. В этом случае прекращение бурения приводит к исчезновению газа в циркулирующем буровом растворе.

Часто выход газированного раствора наблюдается при восстановлении циркуляции после проведения спускоподъемных операций. Причиной этого могут служить чрезмерное снижение давления во время подъема бурильной колонны или физико-химические превращения в буровом растворе, приводящие к поступлению определенного объема газа в скважину.

Наличие газа только в забойной пачке, наблюдаемое после спуска бурильной колонны и промывки, обычно не приводит к выбросу. Однако в случае снижения давления в буровых трубах и расплескивания бурового раствора вымывать газовую пачку следует при закрытом устье через регулируемый дроссель.

Если отмечается поступление газа в буровой раствор, то содержание его должно постоянно контролироваться. Для этого могут быть использованы станции контроля бурения или газокаротажные станции. Сведения о концентрации газа, ее изменениях являются базой для принятия обоснованного решения о дальнейшей технологии бурения.

Когда содержание газа контролируют по плотности бурового раствора, то дебит газа в атмосферных условиях можно найти по формуле

$$q_1 = Q(\rho_0 / \rho_{г.р} - 1), \quad (6.13)$$

где Q – подача насосов; ρ_0 , $\rho_{г.р}$ – плотность негазированного и газированного растворов.

Содержание газа в единице объема раствора в восходящем потоке газа, приведенное к нормальным условиям,

$$a_0 = q_1 / Q. \quad (6.14)$$

Появление газа в буровом растворе, хотя и снижает его плотность у устья, но, как было показано ранее, обычно не приводит к существенному падению давления на забое. Поэтому нет оснований рассматривать насыщение раствора газом как причину выброса. Скорее наоборот, газирование раствора должно рассматриваться как признак появления условий поступления газа в скважину.

Выход из скважины газированного раствора, сопровождающийся повышением уровня в приемных емкостях, требует повышения плотности бурового раствора и принятия мер по ликвидации начавшегося проявления.

Изменение давления на буровых насосах. Плотность пластовых флюидов, поступающих во время проявления в скважину, ниже плотности бурового раствора. В связи с этим существующий ранее баланс давлений в кольцевом пространстве и бурильных трубах нарушается. Особенно это характерно для газопроявлений. Но поскольку кольцевое пространство и бурильные трубы представляют собой систему сообщающихся сосудов, то происходит новое перераспределение давлений за счет снижения давления на буровых насосах.

Уменьшение давления в нагнетательной линии в этом случае

$$\Delta p = g l_{\phi} (\rho - \rho_{\phi}),$$

где l_{ϕ} – высота столба флюида в кольцевом пространстве; ρ , ρ_{ϕ} – плотность бурового раствора и пластового флюида.

Если в скважину поступил газ, то по мере его подъема высота столба увеличивается в результате расширения, и давление на насосах постоянно снижается. Снижение давления в случае поступления большой массы газа может быть существенным.

При высоких значениях пластового давления и продуктивности пласта возможно не снижение, а повышение давления в бурильных трубах. Повышение давления в этих случаях возникает непосредственно в момент притока флюида и обусловлено быстрым изменением забойных условий и ростом гидродинамических сопротивлений в затрубном пространстве.

Связь между увеличением давления на стояке в начальные моменты выброса и его интенсивностью отмечали В.Д. Борел и Р.А. Люис. Подобные случаи отмечены и в отечественной практике.

Если наблюдается только снижение давления на насосах, то это еще не свидетельствует о слабой интенсивности проявлений. Снижение давления может быть вызвано движением газовой пачки, поступившей во время подъема бурильной колонны в результате свабирования.

Объем доливаемого и вытесняемого раствора при спускоподъемных операциях. Известно, что большинство газонефтеводопроявлений и выбросов связано со спускоподъемными операциями, во время которых снижается давление на забой и становится возможным поступление пластовых флюидов в скважину.

Во время подъема бурильной колонны забойное давление уменьшается в результате снижения уровня бурового раствора в скважине и колебаний гидродинамического давления, вызываемого движением труб.

Поступление флюида из пласта в процессе спускоподъемных операций своевременно обнаруживается при постоянном контроле уровня раствора в скважине, объема доливаемого и вытесняемого бурового раствора в сопоставлении с объемом поднятых или спущенных труб.

Начавшееся в процессе подъема бурильной колонны проявление распознается по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в скважину, по сравнению с объемом металла бурильных труб, извлекаемых из скважины, и объемом бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки труб не используют обтираторы, то следует учитывать и объем пленки на наружной поверхности труб. Не допускается уменьшение объема доливаемой жидкости по сравнению с контрольным более чем на 1 м^3 .

Фактический объем доливаемого в затрубное пространство бурового раствора может быть определен с помощью мерной емкости, оборудованной устройством для измерения уровня. Объем емкости должен быть в 1,2–1,5 раза больше объема, занимаемого бурильной колонной в скважине, т.е. она должна быть такой, чтобы после подъема пяти свечей показание уровнемера изменилось бы не менее чем на два деления. Целесообразна схема долива, при которой раствор в скважину подается центробежным насосом, а избыток его по сливной трубе возвращается в мерник. По этой же трубе сливается в мерник раствор, вытесняемый из скважины при спуске труб [434]. Подобная схема долива все более широко распространяется на практике.

В процессе спуска бурильной или обсадной колонны признак проявления – увеличение объема бурового раствора в приемной емкости против расчетного объема вытеснения. Если вытесняемый объем превышает расчетный и в скважине не прекращается перелив, то это свидетельствует о поступлении пластового флюида в ствол скважины. Объем вытесняемой жидкости при спуске труб можно контролировать по объему бурового раствора в одной из приемных емкостей (остальные должны быть отключены от желобной системы). Увеличение объема в приемной емкости на 1 м^3 по сравнению с контрольным объемом указывает на начало проявления. Объем вытесняемой жидкости сверяется с контрольным после спуска каждые 10 свечей.

Изменение показателей бурового раствора. При поступлении пластового флюида в ствол бурящейся скважины происходит изменение показателей бурового раствора: плотности, водоотдачи, вязкости, статического и динамического напряжения сдвига, удельного сопротивления, концентрации хлоридов и др. Указанные здесь признаки имеют значение при слабых проявлениях, когда приток из пласта длительное время остается ниже разрешающей способности установленных средств распознавания выбросов или при их отсутствии. Следует иметь в виду, что причиной отклонения свойств буровых растворов от заданных значений могут быть и другие факторы. Поэтому более достоверно судить о проявлении можно по изменению нескольких показателей одновременно. Это следует также из того, что информативность перечисленных показателей различна.

Информация об изменениях показателей бурового раствора поступает на поверхность с запаздыванием на время, требующееся для продвижения забойных пачек к устью скважины.

6.8.2. ПРИЧИНЫ ПОСТУПЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ [80]

В процессе проводки скважины пластовые флюиды постоянно поступают в скважину, в том числе при превышении забойным давлением $p_{\text{заб}}$ пластового $p_{\text{пл}}$. Систематизация причин ГНВП представлена на рис. 6.9.

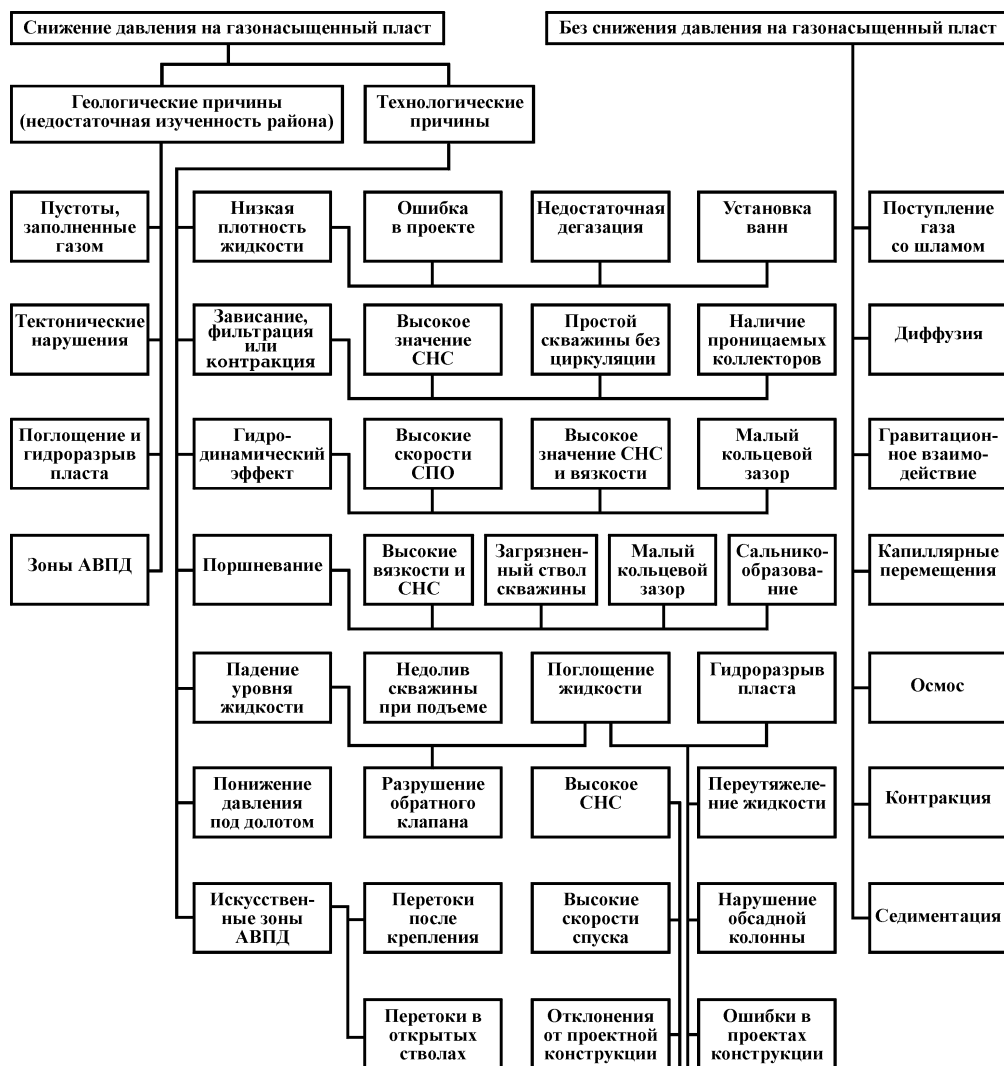


Рис. 6.9. Систематизация причин газонефтепроявлений при бурении скважин

Конечно, поступление флюидов из пласта в скважину при превышении забойным давлением пластового практически не может привести к созданию предвыбросовой ситуации. Однако даже незначительное по объему поступление газа из пласта может привести к некоторому снижению забойного давления и возникновению опасности пожара при дегазации бурового раствора на устье. Вместе с тем подобные поступления газа в буровой раствор при $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$ очень часто дают повод для его утяжеления. Ниже рассмотрены причины поступления в буровой раствор пластовых флюидов и показана целесообразность немедленного утяжеления раствора при первых признаках ГНВП.

Причины поступления пластовых флюидов в скважину могут быть следующими: капиллярный переток; переток за счет осмоса; поступление плас-

тового флюида с выбуренной и обвалившейся породой; гравитационное замещение; диффузия газа; контракционный и фильтрационно-депресссионный эффекты.

Капиллярный переток. Обусловлен капиллярным противотоком при поступлении фильтрата раствора в пласт. Однако поступление флюидов в скважину за счет капиллярного перетока столь незначительно, что не может быть замечено. Кроме того, переток может возникнуть при наличии поровых каналов диаметром до 1 мкм, капиллярное давление в которых способно вытеснить нефть или газ из пласта в скважину. В каналах большего диаметра капиллярные силы слишком малы, и флюиды оттесняются по ним фильтратом бурового раствора в глубь пласта.

Переток за счет осмоса. При осмотическом перетоке флюидов через полупроницаемую перегородку (в данном случае – фильтрационная корка) не происходит существенного накопления пластового флюида в стволе скважины, которое могло бы быть замечено на поверхности.

Поступление пластового флюида с выбуренной и обвалившейся породой. Когда буровой раствор попадает на свежую поверхность породы, только что вскрытой долотом, то за тот короткий промежуток, за которым следует новый срез породы долотом, фильтрат бурового раствора не успевает вытеснить пластовые флюиды из открывшихся пор и трещин и протолкнуть их в пласт. Таким образом, обломки выбуренной породы, выносимые раствором на поверхность, содержат пластовые флюиды.

В результате многочисленных наблюдений установлено, что при разбуривании газосодержащих пород повышение механической скорости проходки приводит к увеличению содержания газа в буровом растворе. Каких-либо признаков поступления жидкости флюидов вместе с выбуренной породой практически не отмечено.

Содержание газа в буровом растворе (%) может быть рассчитано по формуле

$$C = \frac{v_m \pi D^2 C_1 p_{\text{заб}}}{4 Q p_y}, \quad (6.15)$$

где v_m – механическая скорость проходки, м/с; D – диаметр скважины, м; C_1 – содержание газа в породе, %; $p_{\text{заб}}$ и p_y – соответственно забойное и устьевое давление, МПа; Q – объемная скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве, м³/с.

Данные о содержании газа в буровом растворе на выходе из скважины ($p_y = 0,1$ МПа) для условий бурения долотом диаметром 215,9 мм при подаче насосов $25 \cdot 10^{-3}$ м³/с в породах с открытой пористостью, равной 20 % в зависимости от механической скорости проходки, представлены в табл. 6.14, где $\Delta p_{\text{заб}}$ – снижение забойного давления; $\rho_{\text{вых}}$ и $\rho_{\text{исх}}$ – плотность бурового раствора на выходе из скважины и исходная – при подаче в скважину; W – суммарный объем поступившего в течение 1 ч газа, приведенный к забойным условиям.

Из табл. 6.14 видно, что при повышении механической скорости проходки за счет поступления газа с выбуренной породой плотность бурового раствора на выходе из скважины значительно снижается. Однако при этом почти не снижается забойное давление. Так, даже при 80%-ном содержании газа и $p_{\text{заб}} = 100$ МПа, последнее снижается всего на 2,7 МПа.

Таким образом, при ограничении механической скорости проходки надо

Таблица 6.14

Изменение плотности бурового раствора при выходе его из скважин

v_m , м/ч	$p_{заб}$, МПа	С, %	$\Delta p_{заб}$, МПа	$\rho_{вых}$, г/см ³ , при $\rho_{исх}$		W, 10 ⁻³ м ³
				1,20 г/см ³	2,00 г/см ³	
1	10	0,8	0,001	1,19	1,98	0,29
5	10	4,0	0,02	1,15	1,92	1,45
10	10	8,0	0,04	1,10	1,84	2,90
1	50	4,0	0,035	1,15	1,92	7,95
5	50	20,0	0,18	0,96	1,60	36,25
10	50	40,0	0,45	0,72	1,20	72,50
1	100	8,0	0,06	0,96	1,84	29,00
5	100	40,0	0,48	0,72	1,20	145,00
10	100	80,0	2,70	0,24	0,40	290,0

исходить не из опасности снижения забойного давления, а из возможной подачи дегазационной установки, а также необходимости предупреждения пульсаций бурового раствора на устье вследствие выхода пузырьков газа из скважины.

Чтобы представить себе объем газа, который может поступить из пласта с низкой проницаемостью при депрессии на пласт, рассмотрим следующий пример. Если предположить, что поступление газа обусловлено депрессией, равной 1 МПа, и вскрыт газоносный пласт толщиной 0,1 м с проницаемостью $1 \cdot 10^{-15}$ м² и контуром питания не более 10 м, то в течение 1 ч в скважину может поступить всего 0,2 м³ газа. Вполне очевидно, что поступление газа из низкопроницаемого пласта за счет депрессии будет существенно больше, чем поступление его с разбуренной породой даже при очень высоком показателе открытой пористости.

В связи с указанным вскрытие газоносных низкопроницаемых пластов малой толщины с репрессией считается предпочтительным. При вскрытии с депрессией нефте- и водоносных пластов с низкой проницаемостью поступление в раствор нефти или воды может быть не замечено, но растворенный в них газ будет газировать буровой раствор, а объем этого газа может быть сопоставим с объемами газа, поступающего с выносимой породой.

Расчеты показывают, что если в буровом растворе объемом 100 м³ присутствует 5–10 % нефти, то поступление 2–3 м³ нефти за время цикла циркуляции из пласта толщиной 1 м с проницаемостью $(1 \div 2) \cdot 10^{-14}$ м² не будет зафиксировано ни по показаниям плотномера, ни по данным центрифугирования, а поступление 2–3 м³ пластовой воды, кроме того, практически не изменит показателя фильтрации раствора. Даже поступление 2–3 м³ рапы в буровой раствор, подготовленный для вскрытия рапопроявляющих пластов, не может быть обнаружено ни по показаниям плотномера, ни по значению показателя фильтрации, ни по результатам замера вязкости. В то же время добавление 2–3 м³ жидкости к объему циркулирующего раствора однозначно фиксируется с помощью уровнемера как поступление пластового флюида.

Учет всех факторов, способствующих переходу газа из породы в скважину при разбуривании газоносных горизонтов, сложен и пока не поддается точному определению. Однако с известными допущениями можно определить количество газа, переходящее в скважину в процессе бурения. Но более точный объем газа, поступающий в скважину, может быть определен следующим образом.

Очевидно, рассматриваемое его количество прямо пропорционально скорости разбуриваемого газового горизонта и объему выбуренной (и обвалившейся) породы: чем выше коэффициент кавернозности, тем больше попадает газа в скважину (пропорционально квадрату диаметра вновь образованного ствола и высоте каверны).

Количество газа, попадающее при этом в единицу объема бурового раствора, обратно пропорционально его скорости циркуляции. При этом можно записать:

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} K v_m \frac{1}{v_p} n(1-a)(1-\beta)(\varphi_r + \varphi_n v_n + \varphi_v v_v) \frac{1}{B_r}. \quad (6.16)$$

Здесь Q – количество газа, поступившего в единицу объема бурового раствора при разбуривании пород в единицу времени; D – диаметр долота; K – коэффициент кавернозности; v_m – механическая скорость бурения; v_p – объемная скорость циркуляции бурового раствора; n – коэффициент вскрытой пористости пород (обычно n меньше общей, но больше эффективной пористости); a – количество связанной в породах воды; β – коэффициент проникновения фильтрата бурового раствора (воды), определяемый как отношение объемной скорости v_v проникновения фильтрата (воды) в породу на забое в направлении бурения к механической скорости v_m бурения v_v/v_m . Если $v_v \geq v_m$, то поступление газа в скважину практически исключается (за вычетом невытесненного газа и газа, заключенного в части закрытых пор); $\varphi_r, \varphi_n, \varphi_v$ – доли порового пространства, занятые газом, нефтью, водой соответственно; v_n и v_v – объемы газа, содержащегося в растворенном состоянии в единице объема нефти или воды, приведенного к условиям температуры и давления пласта; B_r – объемный коэффициент газа [454], равный объему, занимаемому 1 м³ данного газа при температуре T и давлении p пласта,

$$B_r = 0,00378 \frac{T}{p} z;$$

z – коэффициент сжимаемости газа, равный отношению объема реального газа к объему идеального при одинаковых температуре и давлении.

При $\varphi_r = 1$ и $\varphi_v = 0$ формула (6.16) значительно упрощается.

Если пренебречь отклонениями от закона Генри при высоких давлениях, величины v_n и v_v для конкретной пластовой температуры можно приближенно определить по коэффициентам растворимости газов в нефти и воде и по величине пластового давления.

Пластовые флюиды в забойных условиях, попадая в буровой раствор, остаются практически в тех же агрегатных состояниях, в которых они пребывали в породах. При подъеме вместе с глинистым раствором в результате уменьшения давления часть находившихся в состоянии конденсации углеводородов начинает переходить в газообразное состояние.

Подсчитаем весьма ориентировочно количество газа, попадающее во время бурения газового объема в скважину при следующих допущениях: $\varphi_r = 1$; $a = 0$; $\beta = 0$.

Примем диаметр долота равным 254 мм, скорость проходки 5 м/ч, объемную скорость циркуляции 30 л/с и $n = 25$ %. Будем считать, что газ практически представлен метаном, коэффициент растворимости которого в воде составляет 0,03. Примем, что растворимость метана в глинистом растворе равна 0,03 (хотя она будет, несомненно, меньше вследствие минерализации пластовыми водами, наличия твердой фазы и т.д.).

Приблизительный расчет показывает, что при приведенных данных и допущениях количество поступившего в скважину газа составит 55 см^3 за 1 ч. Если допустить, что поры пласта заполнены водой с растворенным в ней газом, количество газа, поступившее в скважину, будет значительно меньше 16 см^3 за 1 ч. Естественно, с уменьшением механической скорости проходки v_m в газовом горизонте до $2,5 \text{ м/ч}$ скорость поступления газа в последнем случае снизится до $8 \text{ см}^3/\text{ч}$.

При равномерной скорости проходки и известной производительности насосов можно определить снижение плотности бурового раствора на поверхности в результате одного цикла циркуляции.

На рис. 6.10 показано снижение плотности бурового раствора в зависимости от скорости проходки и подачи насосов (глубина скважины 1000 м) при начальной плотности раствора $1,2 \text{ г/см}^3$.

Часто газ попадает в скважину из глин.

Из формулы 6.16 следует, что количество поступающего в единицу времени газа пропорционально механической скорости бурения.

Однако данные практики весьма противоречивы, и количество газа в одних случаях больше, в других – меньше, хотя условия бурения примерно одинаковы. Так, по данным [84, 119] фильтрация газа в скважину при скорости бурения 6 м/ч почти не происходила и, наоборот, при скорости в 10 раз меньшей количество поступающего в скважину газа было большим. Согласно М.Л. Сургучеву, при малых скоростях бурения ($0,75\text{--}1,50 \text{ м/ч}$) газ в растворе не был обнаружен.

Столь противоречивые данные объясняются тем, что в приведенных экспериментах количество поступающего в скважину газа мало зависело от скорости бурения.

Ниже приведены результаты повышения содержания газа в буровом растворе при увеличении скорости проходки в продуктивном газовом пласте. Условия проходки: глубина скважины около 100 м , долото № 10, объемная скорость циркуляции бурового раствора 30 л/с , пористость и коэффициент насыщения продуктивного горизонта соответственно 20 и 0,8 %, пластовое давление $10,0 \text{ МПа}$.

Изменение концентрации газа в буровом растворе от скорости бурения

Концентрация газов в буровом растворе, %.....	2,1	8,6	17,2
Скорость бурения, м/ч.....	3	12	24

Ниже приведена зависимость содержания газов $C_2 - C_4$, образующихся из газоконденсатов, в восходящем потоке бурового раствора (Н.И. Дегтев) от скорости бурения продуктивного пласта.

Зависимость содержания $C_2 - C_4$ в буровом растворе от скорости бурения

Концентрация газов $C_2 - C_4$, приведенных к нормальным условиям в буровом растворе, %.....	5,4	10,8	21,5
Скорость бурения, м/ч.....	3	6	12

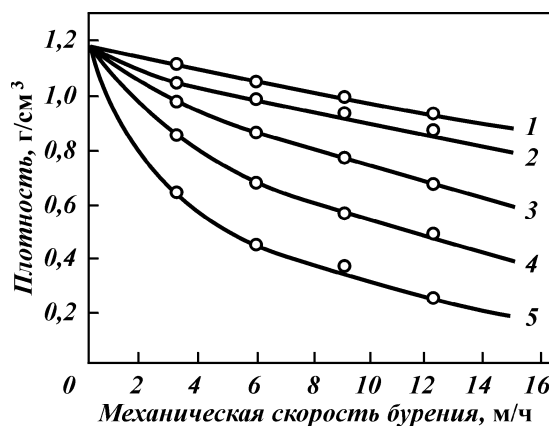
Интересные данные были получены Е.М. Геллером [119] по скважинам Соколовогорского, Елшанского и Песчано-Уметского месторождений, на которых проводился газовый каротаж.

Для построения точек на газокаротажной диаграмме выбирался максимум, соответствующий максимуму одного из продуктивных горизонтов.

Рис. 6.10. Изменение плотности бурового раствора в зависимости от скорости бурения при различной подаче насоса

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4	5
Подача насоса, л/с	30	20	10	5	2

Фактическое содержание газа в растворе Q определялось как среднее арифметическое из всех точек этого максимума. Привязка интервала к определенной глубине осуществлялась по электрокаротажу. Для этого интервала находились механическая скорость бурения v_m и средняя подача насосов. Определялся объем газа (в см^3), поступающего из выбуренных пород на каждый литр бурового раствора, прошедшего через забой (рис. 6.11).



Полученная Е.М. Геллером зависимость фактического содержания Q газа и теоретического Q_n содержания (Q/Q_n) от механической скорости бурения v_m характеризует действительный режим обогащения газом бурового раствора на забое бурящейся скважины.

Из рис. 6.11 видно, что обогащение бурового раствора происходит не только за счет попадания газа из разбуренных пород; в противном случае зависимость Q/Q_n от v_m выражалась бы прямой линией, параллельной оси абсцисс (с некоторыми незначительными отклонениями, так как $Q \neq Q_n$). В действительности при небольшой скорости проходки фактическое количество газа в буровом растворе больше того, которое можно извлечь из разбу-

Q/Q_n

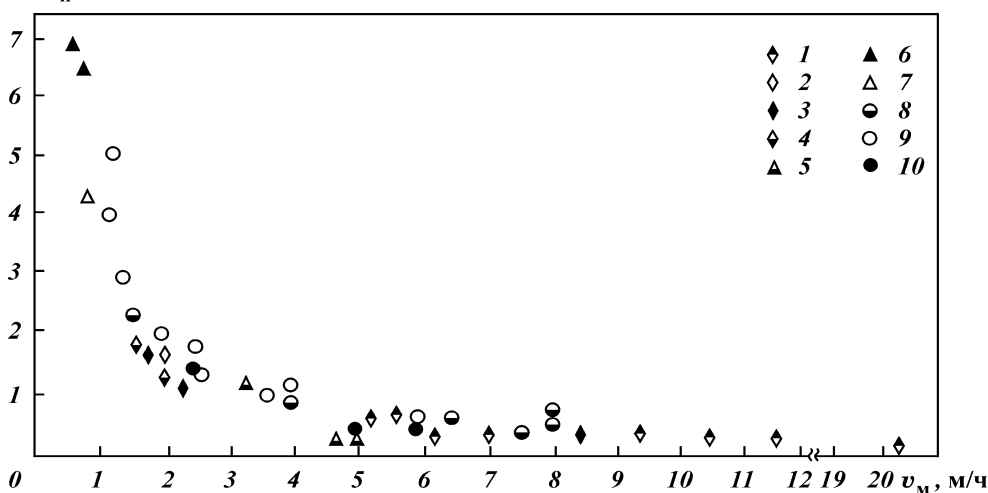


Рис. 6.11. Содержание газа в растворе в зависимости от механической скорости бурения: Елшанка: 1 – башкирский ярус, верхняя часть; 2 – угленосная свита; 3 – верейский горизонт; 4 – башкирский ярус, нижняя часть; Песчаный Умет: 5 – башкирский ярус, нижняя часть; 6 – угленосная свита; 7 – турнейский ярус, Соколова Гора: 8 – башкирский ярус, нижняя часть; 9 – пашайская свита; 10 – живетский ярус

риваемых пород. При механической скорости 0,5–0,6 м/ч она достигает максимальной величины. Избыточный газ сверх “теоретического” мог проникнуть в скважину другими путями.

Не подвергая сомнениям результаты работы [119], можно заключить, что существуют другие пути и причины поступления газа в скважину.

Автором приводятся примеры резкого усиления поступления газа к забою скважины при промывке водой.

Снижение плотности бурового раствора от 2,15–2,30 до 1,00 г/см³ при разбуhrивании газосодержащих глин по данным исследований обусловлено выносом большого количества оскольчатого шлама, из которого по мере снижения давления при подъеме его к дневной поверхности выделяется газ.

Увеличение градиента статического давления приводит к увеличению зоны проникновения бурового раствора в пласт. Это усиливается колебаниями гидродинамического давления, обусловленными спуском колонны труб, восстановлением циркуляции и промывкой. Снижение забойного давления при остановке циркуляции (обратный гидравлический удар) и подъеме буровой колонны приводит к поступлению бурового раствора из пласта в скважину за счет упругой энергии жидкости. В практике отмечены случаи поглощения бурового раствора в объеме 5–15 м³ в процессе промывок и проработок скважины в глинистых отложениях с последующим переливом раствора. Этот процесс приводил к газированию раствора в забойных условиях и газопроявлению со снижением плотности раствора до 1,00 г/см³ при подъеме его к устью.

Газ поступает в скважину вследствие осыпей глин и газирования раствора в забойных условиях в таком количестве, что это не может привести к выбросу и стать причиной неуправляемого фонтанирования. Поэтому для ликвидации газопроявлений, обусловленных указанными явлениями, не требуется повышать плотность бурового раствора. Напротив, повышение плотности раствора может дать отрицательные результаты, что отмечалось выше.

Увеличение плотности бурового раствора не всегда приводит к предотвращению поступления пластовых флюидов в ствол скважины. Известны случаи, когда газ в небольших количествах поступает на забой при $\rho_{\text{исх}} = 2,20\text{--}2,30$ г/см³. Поступление рапы также не удается предотвратить повышением плотности бурового раствора. Известен случай, когда при $\rho_{\text{исх}} = 2,50\text{--}2,55$ г/см³ рапа продолжала поступать в скважину.

Поступление газа и рапы во время бурения в указанных случаях обусловлено проникновением бурового раствора в пласт и вытеснением из него флюидов. Увеличение забойного давления приводит к гидравлическому разрыву пород, раскрытию существующих трещин. На низкую прочность пород, содержащих рапу, указывают такие факты, как высокая механическая скорость проходки и низкий процентный вынос керна.

Гравитационное замещение. Лабораторные исследования показали, что гравитационное замещение бурового раствора пластовыми флюидами возможно только при наличии в породе вертикальных трещин с раскрытием более 2 мм. Кроме того, такое замещение происходит при равенстве забойного и пластового давлений.

Предположение о том, что на практике может создаваться ситуация, при которой $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$ и при этом значительно возрастает скорость гравитационного замещения, неверно, так как в этих условиях возникают поглощения бурового раствора.

6.8.3. УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГНВП ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ, ПРОВОДИМЫХ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Современная технология предусматривает бурение скважины при $p_{\text{заб}} > p_{\text{пл}}$. Однако это соотношение нарушается по различным причинам: вскрытие пласта с более высоким, чем ожидалось, пластовым давлением; падение $p_{\text{заб}}$ ниже проектного из-за нарушения технологии бурения; нестабильность используемых буровых растворов; фильтрационный и контракционный эффекты; снижение уровня бурового раствора, вызванное его поглощением; поломка обратного клапана. Полностью избежать возникновения этих ситуаций при существующей практике буровых работ невозможно. Следовательно, при проводке скважин всегда существует потенциальная опасность ГНВП. Проявления, обнаруженные заблаговременно, могут быть быстро ликвидированы. Трудоемкость работ по ликвидации ГНВП зависит в основном от количества поступивших в скважину пластовых флюидов и по мере его увеличения возрастает.

Основными причинами, по которым пластовое давление может быть выше забойного, что неизбежно приводит к ГНВП, являются:

- уменьшение гидростатического давления за счет снижения плотности бурового раствора, поступления в циркулирующий раствор жидкости меньшей плотности, недостаточная дегазация бурового раствора;

- падение гидростатического давления за счет снижения уровня бурового раствора в скважине (поглощение бурового раствора, недолив раствора в скважину при подъеме бурильной колонны);

- отрицательное гидродинамическое давление, возникающее при спуско-подъемных операциях, усиливающееся за счет эффекта поршневания;

- нестабильность бурового раствора (снижение плотности раствора, находящегося в скважине, за счет осаждения твердой фазы);

- эффекты фильтрации и контракции в сочетании с особенностями структурно-механических свойств бурового раствора;

- погрешности в определении пластового (порового) давления.

Условие, при котором возникает проявление в процессе бурения или промывки, может быть записано как:

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} + p_{\text{гс}}, \quad (6.17)$$

где $p_{\text{г}}$ – гидростатическое давление, создаваемое столбом бурового раствора; $p_{\text{гс}}$ – гидравлические потери в затрубном пространстве скважины.

Условие, при котором возникает проявление при подъеме колонны труб, может быть выражено формулой

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{дп}} - \Delta p_{\text{ст}} - \Delta h \rho g, \quad (6.18)$$

где $\Delta p_{\text{дп}}$ – гидродинамическое давление (отрицательная составляющая), обусловленное подъемом колонны труб, МПа; $\Delta p_{\text{ст}}$ – снижение статического давления на забой скважины, обусловленное выходом твердой фазы из взвешенного состояния и временем нахождения бурового раствора в неподвижном состоянии, МПа; Δh – глубина опорожнения затрубного пространства, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

В литературе фигурирует только одна формула, по которой можно рассчитывать снижение давления во время подъема колонны труб,

$$\Delta p_{\text{д.п}} = 4 \frac{\theta l}{D - d_{\text{н}}}, \quad (6.19)$$

где l – длина колонны, м; $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр труб, м.

Снижение давления против гидростатического при подъеме колонны труб может быть обусловлено также изменением скорости подъема (обратный гидравлический удар) и при преодолении воздействия статического напряжения сдвига на этапе начала движения, а также в связи с гидравлическими потерями при движении колонны труб вверх с равномерной скоростью.

Для момента начала движения гидродинамическое давление может быть определено по формуле

$$\Delta p_{\text{д.п}} = 4 \frac{\theta l}{D - d_{\text{н}}} + \rho v_c (v - v_0) \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{к}}}, \quad (6.20)$$

где v_c – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству скважины, м/с; v – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с; v_0 – начальная скорость движения колонны труб, м/с; l – длина колонны труб, м; $S_{\text{т}}$ и $S_{\text{к}}$ – площадь поперечного сечения соответственно трубы и затрубного пространства, м².

При равномерном движении колонны труб вверх снижение давления может быть оценено по известной формуле Дарси – Вейсбаха с учетом скорости движения жидкости:

$$\Delta p_{\text{дп}} = \lambda \frac{l}{D - d_{\text{н}}} \frac{\rho}{g} \left(\frac{v_{\text{т}}}{t S_{\text{к}}} \right)^2, \quad (6.21)$$

где $v_{\text{т}}$ – объем труб, м³, поднятых из скважины за время t , с; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Измерения на забое, выполненные с помощью телеметрической системы, показали, что при подъеме колонны труб с глубины 2020–2235 м изменение давления составило 0,17–0,74 МПа при $p_{\text{г}} = 25,5 \pm 27,2$ МПа. Расчеты по формуле (6.20) для $\theta = 50$ Па, $v_c = 1000$ м/с и $v = 0,2 \pm 0,4$ м/с хорошо совпадают с результатами измерений забойного давления. Расчеты по формуле (6.21) дают заниженные значения по сравнению с фактическими измерениями. По-видимому, наибольшее снижение давления при подъеме колонны труб наблюдается в начальный момент движения.

При расчетах по предложенной формуле рекомендуется принимать скорость распространения ударной волны по затрубному пространству для обсаженного ствола, заполненного водой, равной 1350 м/с, и буровым раствором – 1100 м/с. Для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором, $v_c = 800$ м/с.

ГНВП при спуске колонны труб обусловлены снижением гидростатического давления в неподвижной части бурового раствора в связи с понижением гидродинамического давления при торможении колонны труб.

Условие, при котором возникает проявление при спуске труб, может быть выражено формулой

$$p_{\text{пл}} > p_{\text{г}} - \Delta p_{\text{ст}} - \Delta p_{\text{д.с}}, \quad (6.22)$$

где $\Delta p_{д.с}$ – гидродинамическое давление (отрицательная составляющая), обусловленное торможением при спуске колонны труб.

Значение $\Delta p_{ст}$ по мере спуска труб уменьшается.

Измерения значений гидродинамического давления при спуске бурильной колонны показали, что за счет него общее давление в скважине может и увеличиваться, и уменьшаться. По результатам экспериментальных исследований, проведенных на бурящихся скважинах глубиной до 200 м, В.И. Крыловым установлено, что максимальное снижение давления достигало 2,1 МПа. Анализ результатов исследований показал, что снижение давления не превышает 5 % значения гидростатического давления, рассчитанного по глубине погружения труб. При спуске труб со скоростью 1,0–3,0 м/с гидродинамическое давление (отрицательная составляющая) следует определять по формуле

$$\Delta p_{д.с} = (0,05 \div 0,02) p'_г, \quad (6.23)$$

где $p'_г$ – гидростатическое давление на глубине погружения бурильной колонны.

При спуске труб со скоростью менее 1 м/с $\Delta p_{д.с} = 0,01 p'_г$.

При отсутствии циркуляции ГНВП обусловлены неустойчивостью бурового раствора, в связи с чем условия их возникновения можно выразить формулой

$$p_{пл} > p_г - \Delta p_{ст}. \quad (10.24)$$

Снижение давления столба бурового раствора, находящегося в покое, обусловлено неустойчивостью свойств раствора в сочетании с фильтрационными и контракционными эффектами. Исследования, выполненные в обсадной колонне, предусматривали последовательное изменение статического напряжения сдвига от 0 до 60 дПа за 1 мин и от 0 до 129 дПа за 10 мин. Результаты исследований показали, что по мере роста статического напряжения сдвига темп падения и значение забойного давления снижаются. Исследования также показали, что при $\theta > 500$ дПа снижения давления столба бурового раствора не происходит. На основании имеющихся результатов экспериментальных исследований можно предложить следующую формулу для определения снижения давления в случае, когда $\theta < 200$ дПа за 1 мин, для периода покоя до 10 ч:

$$\Delta p_{ст} = (0,02 \div 0,05) H_n \rho g, \quad (6.25)$$

где H_n – высота столба бурового раствора, остающегося в покое.

Для случая $\theta > 500$ дПа за 1 мин снижение давления столба бурового раствора не происходит. Для уточнения предложенных зависимостей необходимо провести дополнительные экспериментальные исследования.

Количество поступающего из пласта флюида в единицу времени в начальный момент проявления может быть оценено по тем же параметрам, что и дебит скважины. Следовательно, интенсивность ГНВП зависит от депрессии на пласт, проницаемости и толщины вскрытой части проявляющих пластов, а также от вида флюида.

При малых объемах поступающего в скважину флюида (например, газа) вследствие низкой проницаемости коллектора забойное давление возрастает до тех пор, пока структурированный раствор будет выдерживать дейст-

вие возникающего избыточного давления. Поступление газа в скважину может прекратиться, если забойное давление станет равным пластовому или превысит его. В этих случаях при промывке скважины после остановок поступивший в скважину пластовый флюид вымывается с забоя в виде газированной пачки.

Если поступление флюида (чаще всего газа) в скважину при отсутствии циркуляции обнаруживается только при промывке после спуска бурильной колонны во время выхода с забоя газированной пачки, то подобное проявление чаще всего не требует повышения плотности бурового раствора.

Поступление пластового флюида в скважину при бурении, приводящее к повышению уровня бурового раствора в приемных емкостях, следует считать явлением опасным и требующим увеличения плотности раствора.

6.8.4. О ПРИРОДЕ ГАЗИРОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Газ, попавший в буровой раствор, может находиться в нем в растворенном или свободном состоянии.

Газ в свободном состоянии схематично можно рассматривать в виде шара, находящегося под действием определенного внешнего давления. При движении бурового раствора вверх давление на газовый шар будет уменьшаться, и он увеличится в объеме.

Система, в которой газовые пузырьки (шары) свободно распределены, относится к эмульсии газа в жидкости.

Сильно концентрированные эмульсии называются пенами, в которых большая поверхность жидкости соприкасается с газообразной фазой; поэтому такая система, стремясь уменьшить свою поверхность раздела, неустойчива. Е.К. Венстрем и П.А. Ребиндер установили, что в пенистой жидкости устойчивость пузырьков равна нулю. При сближении пузырьков жидкость вытесняется из пограничных пленок; происходит коалесценция. Для растворов устойчивость пен зависит от концентрации растворенного вещества. Максимум устойчивости наблюдается уже при малых концентрациях, когда адсорбционный слой еще не насыщен. Если поверхностная прочность раствора большая, то максимум устойчивости сдвигается в сторону больших концентраций.

Большие пузырьки газа или воздуха, попавшие в буровой раствор, могут диспергироваться, что зависит от режима движения раствора. Чем больше раздроблен пузырек воздуха, тем труднее он подвергается дальнейшей диспергации. При движении бурового раствора с растворенным газом образуется большое количество пузырьков вследствие резкого снижения давления.

Некоторые авторы считают, что образование пузырьков газа при их выделении из раствора может происходить вследствие явления кавитации (образования полостей). В данном случае можно предположить, что выделение их происходит вследствие понижения давления.

В буровом растворе в зависимости от физико-механических свойств удерживается различное количество газа. Выделение газовых пузырьков также определяется указанными свойствами раствора.

Буровые растворы, обрабатываемые некоторыми химическими реагента-

ми, могут содержать весьма высокое количество газа (воздуха) – от 25 до 30 % и даже больше.

Продвижение газовых пузырьков относительно бурового раствора обуславливается рядом факторов, в основном небольшими их размерами, и значительными величинами напряжения сдвига бурового (глинистого) раствора.

Максимальный диаметр шара газового пузырька, удерживаемого буровым раствором, определяется статическим напряжением сдвига последнего:

$$d_{\max} = \frac{6\theta}{g\rho}, \quad (6.26)$$

где $d_{\max}$ – диаметр пузырьков в форме шара; θ – статическое напряжение сдвига раствора; ρ – плотность бурового раствора.

Из (6.26) следует, что с увеличением напряжения сдвига бурового раствора и уменьшением плотности затрудняется очистка промывочной жидкости от газа.

6.8.5. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ПРИ БУРЕНИИ (СНИЖЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ)

В процессе буровых работ давление на пласт может снижаться. Причиной этому являются различные факторы.

1. Несоответствие значений плотности бурового раствора условиям бурения. Оно возникает после появления в разрезе горизонта с высоким пластовым давлением или постепенного насыщения бурового раствора газом, оставшимся незамеченным. Такие аварии отмечались часто.

Например, при проводке скв. 10 Глебовской площади Украины был вскрыт газовый горизонт с аномально высоким давлением. Так как геологический разрез не был изучен, произошел выброс с последующим фонтанированием.

При бурении скв. 6 на Павловской (Кегичевской) площади с глубины 1973 м возник внезапный газовый выброс в результате вскрытия пласта с аномально высоким давлением. Ликвидировать аварию удалось только после сооружения наклонных скважин и закачки большого количества утяжеленного бурового раствора.

Аналогичные явления наблюдались при проводке скважин на площади Култак треста “Каршинефтегазразведка” и др.

2. Поступление газа в скважину вследствие снижения давления на пласт в результате поглощения бурового раствора при бурении. Газопроявления, переходящие в открытые фонтаны при поглощении бурового раствора, главным образом, вышележащими пластами, происходят часто. За четыре года только по Грознефти было отмечено пять случаев открытого фонтанирования скважин (скв. 279 Малгобек, скв. 31 Карабулак, скв. 9 Хаян-Корт и др.) по этой причине.

3. Недолив скважины. При определенных реологических свойствах бурового раствора и скорости подъема инструмента снижение давления на пласт происходит вследствие эффекта поршневания. При подъеме инструмента давление снижается всегда, однако не отмечено случаев возникновения выбросов только за счет действия одного этого фактора.

По промысловым данным видно, что давление на пласт снижается в основном за счет недолива скважины при подъеме инструмента.

Например, при забое 1205 м из скв. 8 Красно-Поповского газового месторождения Украины во время подъема инструмента произошел выброс газа (1962 г.). Оставшийся в скважине инструмент был выброшен, скважина стала фонтанировать. Через 24 ч в результате обвала стенок фонтанирование прекратилось. Было установлено, что основной причиной выброса явилось вскрытие пласта с аномально высоким давлением при одновременном поглощении раствора вышележащими горизонтами.

В процессе бурения скв. 13 Джанкойской площади Украины газовый выброс произошел во время подъема инструмента (1963 г.). Считают, что основной причиной аварии явился недолив скважины.

Аналогичная авария наблюдалась на скв. 3 Стрелковской площади треста “Крымнефтегазразведка” – газовый выброс произошел с глубины 1040 м. Для ликвидации аварии была начата бурением скв. 5, однако в результате обвала в скв. 3 ее фонтанирование прекратилось.

Наиболее часты случаи поступления газа в скважину после небольших остановок с последующим подъемом инструмента, как это произошло на скв. 10 (КРГБ), скв. 2 (Малгобек), скв. 123 (Карабулак) и др.

4. Снижение давления может быть весьма резким в случае высокой скорости подъема колонны при наличии в скважине высоковязких буровых растворов с большими значениями статического напряжения сдвига.

6.8.6. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА В СКВАЖИНУ ВСЛЕДСТВИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ БУРОВОЙ РАСТВОР – ФЛЮИД ПЛАСТА

Проникновение газа в буровой раствор скважины как функция различных физико-химических процессов – одна из основных причин газирования буровых растворов. Однако кроме диффузионных процессов другие процессы, за небольшим исключением, не изучались и не рассматривались. Природа газирования буровых растворов не изучена, а многие аспекты этой проблемы далеки от разрешения. Тем не менее, некоторые из них могут быть оценены.

6.8.6.1. ПОСТУПЛЕНИЕ ГАЗА (И ДРУГИХ ФЛЮИДОВ) В СКВАЖИНУ ВСЛЕДСТВИЕ ДИФфуЗИИ

Весьма часто насыщение бурового раствора газом связывается с его диффузией. Для безопасного вскрытия газовых горизонтов при бурении плотность бурового раствора выбирается из расчета превышения гидростатического давления над пластовым. Величина превышения составляет 15–20 %. Таким образом, в течение всего процесса бурения заглинизированные газовые пласты находятся под избыточным давлением столба жидкости. Это не исключает возможности поступления газа из пласта в скважину в результате диффузии, что и наблюдается в ряде случаев, как полагает В.Д. Малеванский.

По мнению Р.Э. Рыцлина с соавторами, главнейшей причиной проникновения газа в скважину (в раствор), не закрепленной обсадной колонной, или в заколонное пространство выше цементного кольца является диффузия газа в раствор. Кроме того, она происходит даже в том случае, когда проти-

водавление столба бурового раствора больше давления газа в пласте. Поэтому, считают авторы, заполнение заколонного пространства утяжеленным буровым раствором не может гарантировать от проникновения газа. Вследствие спуска колонны объем бурового раствора, контактирующего с проявляющим пластом, уменьшается в 1,6–2,0 раза; поэтому процесс газирования раствора более интенсивен.

Диффузия – это явление проникновения двух или нескольких соприкасающихся веществ друг в друга. Собственно процесс диффузии заключается в том, что газ переходит из газового пласта в буровой раствор (глинистую корку), т.е. в среду, где его концентрация меньше (или равна нулю). Перемещение газа под давлением разности концентраций называют диффузионным потоком газа. Диффузионный поток способствует выравниванию концентраций, т.е. уменьшению разности концентраций, которая вызывала этот поток. Диффузия, приводящая к выравниванию концентраций газа при соприкосновении с буровым раствором (коркой), т.е. приводящая к изменению разностей концентраций, называется нестационарной диффузией.

Движущая сила диффузии – перепад парциальных давлений, т.е. различие в содержании данного вещества (газа, нефти) в пласте и за его пределами.

В общем случае насыщенный газом пласт глинизируется. На его поверхности отлагается глинистая корка определенной толщины и с определенными свойствами. На некоторой глубине в пласте накапливается флюид бурового раствора (блокирующая зона), который препятствует прохождению газа к скважине. На прохождение газа к буровому раствору в скважине требуется больше времени, чем в случае только что вскрытого пласта (возникает блокировка флюида).

Диффузия описывается законом Фика:

$$dQ = DF \frac{dc}{dr} dt, \quad (6.27)$$

где dQ – количество продиффундировавшего вещества (газа) через поверхность F за время dt ; dc/dr – градиент концентрации вещества.

Однако прежде чем начать диффундировать в буровой раствор, газ должен раствориться в фильтрате бурового раствора, находящемся в пласте. Тогда

$$dQ = -DaF \frac{p_1 - p_2}{\delta} dt, \quad (6.28)$$

где p_1 и p_2 – парциальные давления газа в пласте и буровом растворе; a – коэффициент растворимости газа в фильтрате бурового раствора; δ – глубина проникновения фильтрата в пористый пласт.

Коэффициент диффузии D зависит от свойств и состава диффундирующего газа, свойств глинистой корки и бурового раствора, температуры, концентрации диффундирующего газа, давления и т.п.

Точно определить количество газа, диффундирующего из пласта в буровой раствор скважины, пока невозможно.

Сделав некоторые допущения, ориентировочно определим количество газа, который может продиффундировать в буровой раствор.

Так как не имеется данных о коэффициенте диффузии газов для буровых растворов, примем его равным коэффициенту диффузии для воды.

Таблица 6.15

Коэффициент диффузии некоторых газов через воду¹

Температура, °С	Коэффициенты диффузии, см ³ /сут			
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	CO ₂
20	2,2	1,6	1,3	1,2
40	3,6	2,6	2,2	1,9
60	5,4	3,9	3,2	2,8
80	7,3	5,3	4,4	3,8

¹ К.А. Царевич, Р.И. Шищенко, Б.Д. Бакланов. Глинистые растворы в бурении. – Баку: Азнефтеиздат, 1935.

В действительности его значение должно быть ниже. Для глинистых корок оно будет еще меньше. В табл. 6.15 приведены коэффициенты диффузии некоторых газов через воду.

Скорость процесса диффузии через жидкую среду определяется коэффициентом растворимости газа в этой среде.

Не имея данных о величине концентрации газа на границе буровой раствор – глинистая корка – блокирующая зона – газ, с известными допущениями можно принять, что она на поверхности раздела равна растворимости газа в буровом растворе. Предположим, что парциальное давление p_2 газа в буровом растворе равно нулю, а в пласте – 10,0 МПа. Тогда в случае содержания в пласте метана при температуре 60 °С (для 254-мм скважины без каверн) и 10-мм глинистой корки¹ через 1 м² поверхности за сутки продиффундирует 0,2 м³ газа. При этом количество продиффундировавшего в скважину газа должно быть обратно пропорционально толщине корки. Конечно, для более точного расчета следует учитывать физико-химические особенности корки. Есть основания предполагать, что при толстых, но рыхлых глинистых корках количество поступающего в скважину газа увеличивается.

Не проводя более подробного анализа, можно заключить, что общее количество газа, проникшего в буровой раствор скважины только за счет диффузии, мало. Поэтому объяснить возможность внезапного выброса или интенсивного обогащения газом раствора нельзя².

Количество диффундирующего в скважину газа возрастает, если в буровой раствор введена нефть, так как коэффициент растворимости газа в нефти больше. Отсутствие глинистой корки также должно способствовать повышению количества проникающего в скважину газа. Однако экспериментального подтверждения приведенных предположений пока нет.

6.8.6.2. ФИЛЬТРАЦИЯ В СКВАЖИНУ

Имеется также предположение о фильтрации (эффузии) газа в скважину [119]. Ее проявление возможно только при понижении давления в скважине до значений более низких, чем в пласте. В таком случае движение газа должно подчиняться закону Дарси:

¹ С уменьшением толщины глинистой корки при постоянных ее свойствах диффузия газа возрастает.

² К.А. Царевич, Р.И. Шищенко, Б.Д. Бакланов. Глинистые растворы в бурении. – Баку: Азнефтеиздат, 1935.

$$Q = kF \frac{p_1 - p_2}{2\mu h} t,$$

где Q – количество фильтрующегося в скважину газа в течение времени t через поверхность F ; k – коэффициент газопроницаемости породы; p_1 и p_2 – давления соответственно в пласте и в скважине; μ – вязкость газа; h – толщина слоя, через который диффундирует газ.

Е.М. Геллер указывает на возможность снижения давления глинистого раствора в призабойной части вследствие обычного вращения долота и больших скоростей струй раствора [119]. Он считает, что в процессе бурения около вращающегося долота может возникнуть область некоторой относительной депрессии давления, в которой оно будет не только меньше статического напора столба раствора на забой, но и меньше пластового давления. При прекращении вращения долота давление восстанавливается и поступление газа прекращается. Однако предположения не проверялись экспериментально.

6.8.6.3. ПОСТУПЛЕНИЕ ФЛЮИДА В СКВАЖИНУ ЗА СЧЕТ КАПИЛЛЯРНОГО ПРОТИВОТОКА

М.Л. Сургучев в основу объяснения поступления газа и нефти из пласта положил капиллярные силы и процесс капиллярного замещения нефти (газа) в призабойной зоне скважины фильтратом бурового раствора или водой. Суть сводится к следующему.

При соприкосновении двух несмешивающихся жидкостей вследствие искривления поверхности менисков на разделе фаз возникает капиллярное давление, направленное в сторону менее смачиваемой жидкости. В связи с тем, что продуктивные песчаные пласты в большинстве своем гидрофильны, капиллярные давления в них направлены в сторону нефти. Автор считает, что вследствие микронеоднородности (различные диаметры каналов) продуктивных пластов роль капиллярных сил в нефтепроявлениях в процессе бурения сильно увеличивается.

Механизм притока нефти в скважину автор представляет следующим образом (рис. 6.12). При соприкосновении бурового раствора с нефтенасыщенной пористой средой в неодинаковых по величине поровых каналах возникает различное капиллярное давление. В меньших поровых каналах диаметром до 1 мкм капиллярное давление более высокое и может достигать 0,1–0,12 МПа. В более крупных (диаметром 10–12 мкм) оно не будет превышать 0,01–0,02 МПа, в результате чего между различными поровыми

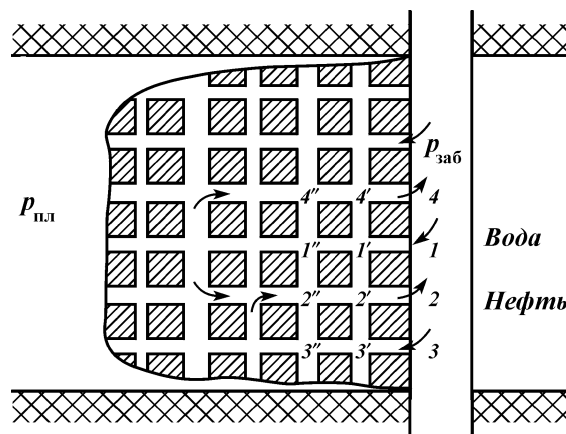


Рис. 6.12. Схема капиллярного противотока нефти из пласта в скважину, а фильтрата раствора (воды) из скважины в пласт при $p_{заб} > p_{пл}$; $\Gamma_p \neq \Gamma_2 \neq \Gamma_3 \neq \Gamma_4 \dots$; $p_{к1} > p_{к4}$; $p_{к3} > p_{кк2}$; $p_{к1} > \Delta p$

каналами, т.е. между точками 1 и 4 через каналы 2–3, 2'–3', 2''–3'' и т.д., появится перепад давления, который в зависимости от степени микронеоднородности может достигать 0,05–0,1 МПа.

Автор считает, что для оттеснения нефти от ствола под избыточным гидростатическим давлением, создаваемым столбом бурового раствора в скважине, градиент давления при внедрении фильтрата в пласт будет незначительным (всего 0,0002 МПа/см при перепаде давления 4,0 МПа), тогда как для внедрения фильтрата раствора в пласт под действием разности капиллярных давлений достаточно преодолеть сопротивление пласта длиной от 1 см до 1 м. Поэтому градиент давления между различными поровыми каналами при перепаде 0,05–0,1 МПа превысит 0,005–0,01 МПа, т.е. в 20–50 раз выше градиента вдоль напластования от гидростатического перепада давления (под действием капиллярных сил). Этим автор обосновывает возможность внедрения фильтрата бурового раствора в каналы меньшего диаметра с вытеснением из них нефти в более крупные, а по ним – в скважину.

Явление притока нефти из пласта в скважину и внедрение фильтрата (воды) из нее в пласт за счет предполагаемой разности капиллярных давлений М.Л. Сургучев называет капиллярным замещением нефти водой.

Далее автор признает, что капиллярные силы не могут вызвать глубокой фильтрации раствора в пласт и вытеснения нефти из него в скважину. По его мнению, в местах, где практически перестают действовать капиллярные силы (каналы повышенного диаметра), фильтрат продавливается под действием избыточного давления столба бурового раствора до мест, где вновь воздействуют капиллярные силы и т.д. Автор резюмирует, что приток нефти из пласта, а воды из скважины в пласт при превышении давления над пластовым обуславливается совместным проявлением капиллярных сил и гидростатического давления, причем приток нефти в скважину происходит непрерывно; процесс замедляется во времени.

6.8.6.4. СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ И МЕХАНИЗМ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ФЛЮИД ПЛАСТА

Рассмотрим некоторые вопросы структурообразования в буровых растворах на примере буровых растворов с целью выявления причинной связи между их структурно-механическими характеристиками и явлением газопроявления. Следует отметить, что вопрос возникновения и разрушения проторанственных структур в различных дисперсных системах представляет собой предмет изучения физико-химической механики, развиваемой в трудах П.А. Ребиндера и его школы.

Следуя П.А. Ребиндеру, структуры дисперсных систем целесообразно разделить на два типа: 1) структуры, возникающие в суспензиях и эмульсиях, и 2) структуры, возникающие в коллоидных и малоконцентрированных системах. Первые обусловлены упругостью сольватных оболочек, которые препятствуют взаимодействию частиц. Структуры второго типа возникают лишь тогда, когда частицам дисперсной фазы свойственна большая анизотропность формы, как, например, в случае глинистых частиц. Частицы, на углах и ребрах которых имеются утонченные гидратные пленки, легко взаимодействуют в этих незащищенных местах и образуют сетчатую структуру, пронизывающую весь объем системы.

По характеру связей между отдельными элементами все структуры делятся на две группы: 1) обратимые коагуляционно-тиксотропные и 2) не-

обратимые конденсационно-кристаллизационные. Первые обладают низкой прочностью и восстанавливаются во времени вследствие слабых ван-дер-ваальсовых связей между частицами, разделенными тонкими прослойками дисперсионной среды, играющей роль гидродинамической смазки (глинистые и жидкие цементные растворы). Вторые обусловлены прочными химическими связями при непосредственном сцеплении частиц и разрушаются при механическом воздействии необратимо (твердеющие цементные растворы, цементный камень).

С процессами структурообразования неразрывно связана коагуляция растворов, которая, согласно П.А. Ребиндеру, проходит в два этапа – гидрофильная и гидрофобная.

При гидрофильной коагуляции, когда концентрация электролита достаточна лишь для гидрофобизации незначительной части поверхности частиц, взаимодействие частиц дисперсной фазы происходит лишь в этих активных центрах, благодаря чему в растворе образуется пространственная структура. В результате гидрофильной коагуляции раствор приобретает свойства твердого тела (точнее, геля), а попавшая в ячейки структуры дисперсионная среда теряет свою подвижность. Однако перемешивание системы нарушает коагуляционно-тиксотропную структуру и возвращает раствору свойства жидкости (золя).

Дальнейшее добавление электролита гидрофобизирует значительную часть поверхности глинистых частиц, давая им возможность слипаться по всей поверхности. Происходит гидрофобная коагуляция. Концентрированные системы при этом затвердевают, выpressовывая воду (синерезис), а разбавленные – разжижаются и обретают подвижность вследствие выпадения осадка и потери структуры (коагуляционное разжижение).

Для промышленного использования буровых (глинистых) растворов большое значение имеет их способность вновь восстанавливать структуру в покое после механического разрушения (явление тиксотропии¹). Перечислим факторы, которые при наличии теплового движения обуславливают тиксотропию системы: 1) достаточно большое число частиц дисперсной фазы в единице объема с вытянутой формой, облегчающей построение пространственной сетки; 2) наличие коллоидной фракции, играющей роль склеивающего материала для грубодисперсных частиц; 3) не слишком высокая прочность структуры и ее способность к остаточным деформациям.

Характерная тенденция современного бурения – уменьшение значения положительного перепада давления и поддержание его на уровне 2–6 % от величины давления пластовых флюидов.

Можно полагать, что существование предельного статического и динамического напряжения сдвига в таких системах оказывает определенное влияние на величину положительного перепада давления.

Рассмотрим статическую задачу определения величины давления (назовем его “гидростатическим”) столба бурового раствора на забой или стенки скважин на некоторой глубине.

Для ньютоновской жидкости, не обладающей структурно-механическими свойствами и заполнившей такую скважину, давление p на глубине h определится по известной формуле:

$$p = \rho g h + p_0, \quad (6.29)$$

¹ Г. Фрейндлих. Тиксотропия. – ГОНТИ, 1939.

где ρ – плотность жидкости; p_0 – давление на свободной поверхности жидкости (обычно атмосферное).

Если скважина заполняется буровым раствором плотностью ρ с определенными структурно-механическими свойствами, давление на глубине h нельзя точно определить по формуле (6.29). Для упрощения задачи предположим, что предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора в начальный момент времени равно нулю, а затем мгновенно возрастает до θ , которая в дальнейшем не изменяется со временем. Тогда залитый в скважину буровой раствор в начальный момент времени создает давление, равное давлению столба истинной жидкости с той же плотностью и определяемое по формуле (6.29). Возникновение структуры в последующие моменты времени не будет влиять на величину этого давления, если непрерывно не происходит: 1) увеличение или уменьшение столба бурового раствора, например, при доливе или оттартывании; 2) приток жидкости из пласта; 3) отфильтровывание дисперсионной среды бурового раствора в пласт.

Пусть столб бурового раствора плотностью ρ увеличивается на величину Δh . Если при этом добавочное давление с силой $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h g \rho$ не превысит силы $\pi D(h + \Delta h)\theta$, необходимой для сдвига всего столба раствора в скважине диаметром D , то давление на забое останется прежним. И только тогда, когда избыточное давление превысит сопротивление сдвигу, давление на забое скачком увеличивается на величину $\frac{\pi D^2}{4} \Delta h g \rho$, где Δh больше некоторой критической величины $\Delta h_{кр}$. Для условия равновесия имеем:

$$\frac{\pi D^2}{4} g \rho \Delta h_{кр} = \pi D(h + \Delta h_{кр})\theta. \quad (6.30)$$

Точно так же при уменьшении высоты столба бурового раствора в скважине выброс раствора может произойти мгновенно, при достижении некоторой величины уровня при определенных значениях θ .

В случае притока высоконапорной жидкости или газа в скважину столб бурового раствора высотой h до тех пор не придет в движение, пока избыточное давление не превысит величину, необходимую для его сдвига. Давление, которому может препятствовать столб структурированной жидкости

$$p_c = \frac{4\pi D h \theta}{\pi D^2} = \frac{4h\theta}{D}, \quad (6.31)$$

т.е. давление в скважине, в частности на ее забое, без видимого движения структурированного бурового раствора может возрастать до максимальной величины

$$p = p_0 + g \rho h + \frac{4h\theta}{D}. \quad (6.32)$$

При отфильтровывании дисперсионной среды бурового раствора у забоя скважины в пласт давление на глубине h может также снизиться на величину p_c , в то время как верхний уровень в скважине не изменит свое положение.

Давление в результате такого отфильтровывания может достичь минимальной величины

$$p = p_0 + g \rho h - \frac{4h\theta}{D}. \quad (6.33)$$

При определенных условиях (отфильтровывание воды или уход бурового раствора в пласт) давление со стороны скважины на пласт станет равным нулю, если столб бурового раствора “зависнет” на стенке скважины благодаря значительной прочности пространственной структуры.

Условие равновесия в результате “зависания” единицы длины столба бурового раствора имеет вид

$$\frac{\pi D^2}{4} g\rho - \pi D\theta = \pi D\left(\frac{g\rho D}{4} - \theta\right) = 0. \quad (6.34)$$

Чем меньше ρ и D , тем при меньших значениях θ может наступить указанное явление.

Рассмотренные выше закономерности в значительной степени усложняются, если учитывать изменение величины предельного статического напряжения сдвига во времени, т.е. тиксотропию растворов. Величина p_0 при этом будет изменяться плавно.

Следующий пример позволяет проиллюстрировать порядок изменения величины p_c для цилиндрической вертикальной скважины глубиной 3000 м и диаметром 25,4 см, заполненной буровым раствором плотностью 1,35 г/см³. Предельное статическое напряжение сдвига этого раствора равно 350 мпс/см² (35 МПа). Тогда

$$p_c = \frac{4h\theta}{D} = 16 \text{ кгс/см}^2 = 1,6 \text{ МПа}.$$

Гидростатическое давление без учета структурно-механических свойств раствора для данного случая

$$p_0 + h g\rho = 1 + 405 = 40,6 \text{ МПа}. \quad (6.35)$$

Таким образом, отношение p_c к сумме $p_0 + h g\rho$ составляет примерно 4 %, т.е. равно по порядку той величине избыточного перепада давления, которое пытаются создать добавочным утяжелением бурового раствора с целью предотвращения поступления пластовых флюидов в скважину. Возрастание θ с течением времени еще больше увеличит p_c . Характерно, что еще большее увеличение ρ в данном случае не оправдано. Добавление утяжелителя обычно вызывает увеличение θ , а высокое избыточное давление может явиться причиной поглощений, особенно в процессе циркуляции бурового раствора, когда его пространственная структура в основном разрушена, а к гидравлическому давлению прибавляется гидродинамический напор.

Представляется интересным полученные выше закономерности применить к условию, когда буровой раствор занимает кольцевое пространство между коаксиальными цилиндрами диаметрами D и d ($D > d$) и высотой h , т.е. в затрубном пространстве. Тогда условие равновесия при доливе (первый случай) бурового раствора на некоторую критическую высоту $\Delta h_{кр}$ выразится следующей формулой

$$\frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} g\rho \Delta h_{кр} = \pi(D + d)(h + \Delta h_{кр})\theta. \quad (6.36)$$

Давление p_c , которому может препятствовать (второй случай) столб структурированного раствора в кольцевом пространстве, если возникает приток на забой высоконапорной жидкости или газа, может быть определено по формуле

$$p_c = \frac{4\pi(D+d)h\theta}{\pi(D^2-d^2)} = \frac{4h\theta}{D-d}. \quad (6.37)$$

Наиболее интересен третий случай отфильтровывания дисперсионной среды структурированного бурового раствора у забоя из кольцевого пространства. При этом, как следует из указанного выше, давление у забоя на пластовые флюиды может также уменьшиться на величину

$$p_c = \frac{4h\theta}{D-d}.$$

Значение p_c для приведенных выше условий и $D-d = 7,25$ см равно около 5,6 МПа и составляет 13,8 % от давления, создаваемого весом столба бурового раствора. Стремление уменьшить зазор, что характерно для современного бурения, приведет, как следует из формулы, к резкому росту величины p_c . Так, при уменьшении зазора до 5,08 см значение p_c увеличивается от 13,8 до 25,0 % (доля p_c по отношению к давлению столба бурового раствора). Однако как в том, так и в другом случаях эти значения намного превосходят величину обычно поддерживаемого положительного перепада давления, создаваемого избыточным утяжелением системы.

“Зависание” бурового раствора в кольцевом пространстве осуществляется, как это следует из сравнения формул (6.31) и (6.37), при величинах θ , значительно меньших, чем в трубе. Условие равновесия при “зависании” единицы длины столба бурового раствора в данных условиях имеет вид:

$$\frac{\pi(D^2-d^2)g\rho}{4} - \pi(D+d)\theta = \pi(D+d)\left[g\rho\frac{D-d}{4} - \theta\right] = 0. \quad (6.38)$$

Для условий, рассматриваемых выше, буровой раствор может “зависать” при $\theta = 255 \cdot 10^{-6}$ МПа (зазор 7,25 см) или $\theta = 140 \cdot 10^{-6}$ МПа (зазор 5,08 см). Следует отметить, что в процессе длительного “упрочнения” предельное статическое напряжение реальных буровых растворов вполне может достичь подобных величин, и при локальном снижении давления у пласта вполне возможно поступление флюида в скважину. Вследствие того, что трубы, спущенные в скважину, и кольцевое пространство между их внешними стенками скважины являются по существу сообщающимися сосудами, рассмотрим в общем виде условия равновесия в них бурового раствора. Для упрощения задачи примем, что сообщающиеся сосуды представляют собой U-образную трубку диаметром D ; характеристики бурового раствора остались прежними. Пусть в начальный момент времени уровни бурового раствора в каждом из колен U-образной трубки находятся на одной горизонтальной плоскости. Если теперь в одно из колен, например правое, доливать буровой раствор, то уровень в левом колене будет сохранять свое положение до тех пор, пока вес избыточного столба раствора высотой Δl и диаметром D не превысит силу, обусловленную предельным статическим напряжением сдвига, которая необходима для сдвига бурового раствора в обоих коленях. Если принять, что общая длина столба бурового раствора в момент сдвига равна $l + \Delta l$, то условие равновесия может быть выражено равенством, аналогичным формуле (6.30):

$$\frac{\pi D^2}{4} \rho g \Delta l = \pi D(l + \Delta l)\theta. \quad (6.39)$$

Аналогично можно рассмотреть случай, когда сообщающиеся сосуды представляют собой центральное и кольцевое пространство для вертикальных соосных цилиндров высотой l и диаметрами D и d ($D > d$). Внешний цилиндр имеет дно. Если во внутренний цилиндр доливать буровой раствор на высоту Δl , то, учитывая изложенное выше, условие равновесия можно записать в следующем виде:

$$\frac{\pi d^2}{4} \rho g \Delta l = \pi d(l + \Delta l)\theta + \pi(D - d)l\theta. \quad (6.40)$$

Следует отметить, что в формуле (6.40) не учитывается толщина стенок труб.

Изменение давления в результате притока пластовых флюидов или отфильтровывания дисперсионной среды из бурового раствора, которые могут происходить на любой глубине из затрубного пространства, легко определить, если учитывать приведенные выше формулы для сдвига структурированной системы в различных условиях. Это изменение будет равно меньшему значению из двух величин p_c' и p_c'' . Здесь p_c' – давление для раствора, находящегося в кольцевом пространстве над рассматриваемым горизонтом, а p_c'' – давление, необходимое для одновременного сдвига столба структурированной жидкости в колонне и в кольцевом пространстве, расположенном ниже этого горизонта.

Трудности точного подсчета изменения давления в скважине определяются следующими основными факторами: 1) непостоянством величины предельного статического напряжения сдвига по стволу скважины и 2) неопределенностью формы поверхности сдвига. Скважина не имеет форму цилиндра. В каждом конкретном случае сдвиг системы будет осуществляться по плоскости, для перемещения на которой требуется минимальная сила. Кроме того, скважина не является вертикальной. В связи с этим только некоторая составляющая силы тяжести, которая изменяется в зависимости от отклонения с глубиной направления скважины от вертикали, обуславливает сдвиг системы, т.е. для наклонной скважины требуется меньшая величина предельного статического напряжения сдвига столба “зависшей” бурового раствора, чем для вертикальной. Однако с помощью приведенных выше формул можно ориентировочно, но с достаточной точностью производить необходимые подсчеты.

Р.И. Шищенко и Б.И. Есьман рассмотрели изменение давления столба газированного бурового раствора на забой и стенки скважины. Они считали процесс в первом приближении изотермическим и решали задачу, как статическую, т.е. предполагали, что газ не может подниматься относительно жидкости (т.е. внутри бурового раствора) из-за наличия в ней пространственной структуры, характеризуемой предельным статическим напряжением сдвига.

Если полагать, что в единице объема газированного раствора на устье скважины по объему будет φ частей газа и $1 - \varphi$ частей жидкости, то плотность смеси ρ при этом

$$\rho_{0ж} = (1 - \varphi)\rho_{ж} + \rho_{0г}, \quad (6.41)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – первоначальная плотность негазированного раствора; $\rho_{0\text{г}}$ – плотность газа на устье при давлении p_0 .

Если учитывать, что на глубине h , где абсолютное давление p , при неизменном весе объем системы за счет сжатия газа уменьшится на $\varphi \frac{p_0}{p}$, то плотность газированного раствора в этих условиях

$$\rho_h = \frac{(1 - \varphi)\rho_{0\text{ж}} + \varphi\rho_{0\text{г}}}{1 - \varphi + \varphi \frac{p_0}{p}}. \quad (6.42)$$

Так как объемный вес с глубиной непрерывно меняется, то изменение давления для бесконечно тонкого слоя dh

$$dp = \rho_h g dh. \quad (6.43)$$

После интегрирования имеем

$$p - p_0 + p_0 \frac{\varphi}{1 - \varphi} \ln \frac{p}{p_0} = \left(g\rho_{\text{ж}} + \frac{\varphi g \rho_{0\text{г}}}{1 - \varphi} \right) h, \quad (6.44)$$

где $p - p_0 = p_h$ – манометрическое давление на данной глубине; $p_0 \frac{\varphi}{1 - \varphi} \ln \frac{p}{p_0} = \Delta p_h$ – уменьшение давления в столбе бурового раствора в результате газирования.

Или

$$p_h + \Delta p_h = \left(g\rho_{\text{ж}} - \frac{\varphi g \rho_{0\text{г}}}{1 - \varphi} \right) h. \quad (6.45)$$

По этому уравнению можно определить давление столба газированного раствора на стенки или забой скважины. Для его решения относительно p необходимо использовать метод подбора или последовательных приближений. Авторы рассчитали изменение плотности и давления с глубиной для раствора с начальной плотностью $\rho = 1,5 \text{ г/см}^3$ при различном газосодержании φ . В табл. 6.18 приведены значения ρ_h , Δp_h и h для раствора, газосодержание которого равно 0,8.

Как следует из таблицы, даже такое большое газирование раствора значительно влияет на плотность и давление лишь до глубин порядка 2000 м. Подобные результаты были получены и при использовании формулы Стронга. Влияние газирования на изменение давления в процентах к $p_{\text{абс}}$ приведено также в табл. 6.16.

Таблица 6.16

Некоторые параметры раствора с газосодержанием 0,8

$p_{\text{абс}}$, МПа	0	0,5	1,0	2,5	5,0	7,5	10,0	15,0	20,0	30,0
ρ , г/см ³	0,3	0,83	1,08	1,29	1,39	1,42	1,44	1,46	1,47	1,48
$\Delta p_{h(\text{абс})}$, МПа	–	0,04	0,92	1,20	1,50	1,73	1,84	2,05	2,11	2,23
h , м	0	69,4	121	245	436	610	782	1130	1690	2140
$\frac{\Delta p_{h(\text{абс})}}{p_{\text{абс}}} 100$, %	–	128	92,5	51,5	31,3	23	18,4	13,4	10,5	7,6
d_0 , мм, при $\theta = 3 \text{ Па}$, $k = 0,6$	–	3,64	2,80	2,38	2,26	2,26	2,27	2,34	2,44	2,68

В связи с увеличением давления с глубиной благодаря сжатию газированного раствора величина Δp_h положительна. Однако подобные рассуждения можно применить для подсчета уменьшения давления при расширении газа, приняв плотность раствора на определенной глубине за начальную. В этом случае значение Δp_h останется тем же, но со знаком “минус”.

Расчет показывает, что давление вследствие газирования раствора может уменьшиться на величину, превосходящую перепад давления, который специально создается избыточным утяжелением раствора. И если благодаря структурно-механическим свойствам раствора перепад может уменьшиться до нуля, то вызванное этим более интенсивное газирование системы будет причиной перемены знака у противодействия, что лавинообразно ускоряет процесс газирования.

Относительно простая статическая задача намного усложняется, если учитывать, что пузырьки газа всплывают вверх. Исследование равновесия шара в вязкопластичной жидкости является также весьма трудным и было проведено с учетом экспериментальных данных.

Выталкивающая сила, действующая на шар удельным весом $\gamma_{ш}$ и диаметром $d_{ш}$, погруженный в жидкость,

$$f = \frac{\pi d_{ш}^3}{6} (\gamma_{ш} - \gamma), \quad (6.46)$$

где γ – удельный вес жидкости.

Так как $\gamma > \gamma_{ш}$, то сила f в отличие от веса имеет отрицательный знак и направлена вверх.

Касательное напряжение на поверхности шарообразного газового пузырька с критическим диаметром d_0 , находящегося в равновесии внутри структурированного бурового раствора с предельным статическим напряжением сдвига θ , в первом приближении можно принять пропорциональным выталкивающей силе в данной жидкости и обратно пропорциональным его поверхности:

$$\theta = K \frac{f}{\pi d_0^2} = K \frac{d_0 (\gamma_{ш} - \gamma)}{6}. \quad (6.47)$$

Коэффициент пропорциональности K был определен для шаров диаметрами от 3 до 40 мм, помещенных в буровые растворы с различными структурно-механическими свойствами. Для шаров наименьшего диаметра коэффициент $K = 0,4$. С увеличением диаметра шара значение K сначала возрастает, а затем, начиная с диаметра 20 мм, остается почти постоянным (примерно 0,6).

По формуле (6.47) можно подсчитать диаметр газового пузырька, не всплывающего в данной жидкости. В табл. 6.16 приведены значения d_0 для раствора с $\theta = 3 \cdot 10^{-6}$ МПа. Плотность газа ρ_0 при атмосферном давлении p_0 равна 0,0012 г/см³. С возрастанием глубины она изменяется по известному закону (без учета температуры)

$$\rho_h = \rho_0 \frac{p_{абс}}{p_0}. \quad (6.48)$$

При расчете значения плотности раствора для каждой глубины брались из табл. 6.16.

Приведенный расчет показывает, что предельное статическое напряжение сдвига, равное $3 \cdot 10^{-6}$ МПа, достаточно для удержания в равновесии по

всей исследуемой глубине газовых пузырьков размером около 2,5 мм, т.е. примерно такого размера, какой наблюдается у газированного раствора на устье¹. Учитывая прямую пропорциональность между θ и d_0 , можно полагать, что требование иметь величину предельного статического напряжения сдвига за 1 мин не менее $3 \cdot 10^{-6}$ МПа, а коэффициент тиксотропии порядка 2–3 оправдано.

Таким образом, контроль предельного статического напряжения сдвига и поддержание его значения в оптимальных пределах – важнейшие условия для предупреждения газопроявлений.

Не менее важно проводить строгий контроль плотности буровых растворов и особенно газированных. При утяжелении системы необходимо учитывать плотность раствора, лишенного газовой фазы. Только в таком случае можно избежать переутяжеления раствора.

При определении прочностных свойств раствора основной учитываемой величиной должна быть θ , измеренная через длительный период покоя. Наиболее удобной и теоретически обоснованной является максимальная величина предельного статического напряжения сдвига $\theta_{\max}$, т.е. прочность максимально упрочнившейся структуры. Кинетика упрочнения раствора зависит от его состава и внешних условий. Аналогично упрочняются растворы на нефтяной основе (С.Б. Гусейнов и др.).

Исследование кинетики упрочнения различных растворов показало, что все растворы можно разделить, по крайней мере, на два типа. Максимальная прочность структуры растворов, относящихся к первому типу, измеряемая на стандартном приборе СНС-2, обычно возрастает в первые 20–30 мин. При дальнейшем выдерживании таких растворов в состоянии покоя прочность их не изменяется или даже происходит некоторое ее понижение. Например, для известкового раствора при $T = 39$ с имеем $\theta_1 = 3,8$ Па; $\theta_{10} = 3,8$ Па; $\theta_{30} = 3,6$ Па; $\theta_{60} = 3,5$ Па и $\theta_{120} = 3,2$ Па. Для таких растворов определять $\theta_{\max}$ нецелесообразно.

Для упрочняющихся со временем растворов (второй тип), в том числе и утяжеленных, оказалось возможным использовать метод Гаррисона, разработанный им в основном на примере неутяжеленных бентонитовых суспензий. Если на оси ординат откладывать t/θ_t (отношение величины выдержки раствора в покое t к величине предельного статического напряжения сдвига за это время), а на оси абсцисс – это же время t , то экспериментальные точки расположатся на прямой, не проходящей через начало координат. Угловой коэффициент прямой равен $1/\theta_{\max}$, а отрезок на оси ординат – $1/(K\theta_{\max})$, где K – константа скорости упрочнения структуры.

По данным лабораторных исследований ряда растворов точки на прямой располагаются в интервале $\theta_{10} - \theta_{120}$, так как на их величины мало влияют испарение, усыхание и остаточная структура в растворе, не разрушенная перед измерением.

По зависимости, предложенной Гаррисоном, можно получить лишь оценочные результаты. Однако относительная простота определения максимального значения предельного напряжения сдвига позволяет рекомендовать ее для практики. Действительно, измерение хотя бы двух значений θ в указанном интервале, например θ_{10} и θ_{30} , с достаточной для практики точностью позволяет определить $\theta_{\max}$ и K по формулам

¹ Критическая величина d_0 с глубиной изменяется незначительно.

$$\theta_{\max} = \frac{(t_2 - t_1)\theta_{t2}\theta_{t1}}{t_2\theta_{t1} - t_1\theta_{t2}} = \frac{2\theta_{30}\theta_{10}}{3(\theta_{10} - \theta_{30})}, \quad (6.49)$$

$$K = \frac{\theta_{t1}}{t_1(\theta_{\max} - \theta_{t1})} = \frac{\theta_{10}}{10(\theta_{\max} - \theta_{10})} \quad (6.50)$$

$$(t_2 > t_1).$$

Величины $\theta_{\max}$ и K дают возможность вычислить значение θ через любой промежуток времени t выдерживания раствора в покое:

$$\theta_t = \frac{\theta_{\max} K t}{1 - K t}. \quad (6.51)$$

Использование для этой цели θ_1 и θ_{10} менее целесообразно, так как из-за возможных ошибок при измерении θ_1 величина $\theta_{\max}$ оказывается несколько заниженной. Однако этот период t должен позволять проводить оперативный контроль качества бурового раствора и не превышать времени, затрачиваемого на измерение других параметров. Следовательно, можно рекомендовать применять θ_{30} как новый параметр для оценки растворов. Этот параметр совместно с θ_{30} позволяет приблизительно определять $\theta_{\max}$. Кроме того, измерение θ_{30} дает возможность выявить и те растворы, прочность которых не изменяется или даже уменьшается с течением времени.

В табл. 6.17 приведены значения $\theta_{\max}$ и K для промысловых растворов, а на рис. 6.13 – графики зависимости $\frac{t}{\Delta t} - t$. При определении этих параметров прямая на графике проводилась с учетом сделанных выше замечаний. Лучше всего ложатся точки в интервале от θ_{10} до θ_{120} . В связи с этим можно с достаточной для практики точностью определить величину $\theta_{\max}$, обуславливающую основные явления в скважине при восстановлении циркуляции.

Влияние температуры на величину предельного статического напряжения сдвига весьма сложно.

Опыты показали, что для растворов, обработанных УЩР, ПФЛХ, нитролигнином, синтаном ПЛ и щелочным раствором ССБ, максимальное упрочнение структуры при 25 и 125 °С происходит примерно за 20–30 мин.

Таблица 6.17

**Характеристика растворов, взятых из скважин
(1–3, 6, 7) и экспериментальных (4, 5)**

Но- мер раст- вора	Скважина, раствор	t , с	B , см ³	ρ , г/см ³	θ , Па	K , 1/мин
1	Скв. 530 Ново-Дмитриевская, забой 3789 м	35	5	1,25	16,6	0,015
2	Скв. 6 Федоровская, забой 4301–4210 м	61	7	1,83	45,4	0,055
3	Скв. 4 Темиргоевская, забой 5000 м	–	6,5	1,48	19,6	0,122
4	Бентонитовая глина, 10 % NaCl, утяжеление КМА, 20 % КНГР, до нагрева	45	4	1,82	6,2	0,042
5	Бентонитовая глина, 15 % УЩР	92	3	1,20	34,5	0,073
6	Скв. 125 В-Северская, забой 4005–3800 м	–	4,5	1,32	42,5	0,034
7	Скв. 2 Кужорская, с добавкой палыгорскита, забой 3390 мм	39	28	1,44	11,4	0,110

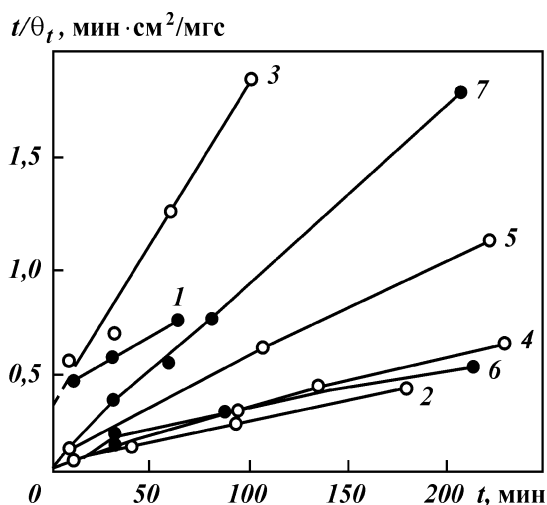


Рис. 6.13. График зависимости t/θ_t от t для различных растворов (см. табл. 6.17)

Благодаря значительному понижению прочности при 125 °С максимальное предельное статическое напряжение сдвига растворов, разжиженных синтаном ПЛ, ПФЛХ и нитролигнином, не достигает значения θ_1 , измеренного при комнатной температуре.

Аналогичная зависимость θ от температуры наблюдается и для утяжеленных растворов. Однако в данном случае температура, при которой достигается

минимальная прочность структуры, зависит от типа утяжелителя и обычно находится в пределах 100–150 °С.

В наших опытах, проведенных с помощью ротационного вискозиметра-пластометра ВСН-2, было подтверждено снижение и последующее повышение θ для различных растворов с увеличением температуры.

Можно полагать, что для каждого раствора характерна индивидуальная зависимость предельного статического напряжения сдвига от температуры.

Абсолютное давление также влияет на предельное статическое напряжение сдвига. Чем выше давление, тем больше возрастает θ и особенно для растворов, приготовленных из менее коллоидальных глин. Заметное изменение θ наблюдается при изменении давления до некоторого предела, который зависит от типа раствора. Выше этого предела с увеличением давления величина θ изменяется незначительно. Характерно, что предельное статическое напряжение химически обработанных растворов с малой водоотдачей и высокой стабильностью почти не изменяется от давления.

При выявлении причин попадания газа в скважину и его перемещении в ней необходимо учитывать, что вдоль ствола в зависимости от температуры предельное статическое напряжение сдвига даже для одного раствора имеет различное значение.

При химической обработке буровых растворов в районах с возможными газопроявлениями необходимо обращать внимание не только на разжижающую способность реагентов, но и на их способность снижать тиксотропию растворов, уменьшать до оптимального значения предельное статическое напряжение сдвига. Часто бывает оправданной комбинированная обработка буровых растворов хромсодержащими реагентами и, в частности, оксидом из класса хромлигносульфонатов.

Присутствие пузырьков газа в буровом растворе существенно влияет не только на плотность, но и на другие параметры. Предельное статическое напряжение сдвига и динамическое сопротивление сдвигу уменьшаются, так как в плоскости сдвига часть раствора заменяется газом.

В настоящее время еще не разработаны методы оценки и регулирования структурно-механических свойств растворов с учетом высоких температур и давлений.

6.8.6.5. О МЕХАНИЗМЕ ПОСТУПЛЕНИЯ ГАЗА В СКВАЖИНУ

Пусть в начальный момент времени перепад давления определяется превышением давления столба раствора над пластовым. Предположим, что отфильтровывание происходит из некоторого объема бурового раствора, величина которого достаточно мала, а предельное статическое напряжение сдвига обуславливает удержание вышерасположенного столба бурового раствора.

Изменение объема бурового раствора под действием давления невелико.

Коэффициент объемного сжатия для жидкостей определяется известной формулой:

$$\beta_p = \frac{\Delta V}{V \Delta p}. \quad (6.52)$$

Если для воды $\beta_p = 47,5 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кг}$, для буровых глинистых растворов из карачахурской и сураханской глины β_p равен соответственно $38,2 \cdot 10^{-6}$ и $41,1 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{кг}$.

При полном “зависании” столба раствора над рассматриваемым объемом и вследствие малой сжимаемости незначительное отфильтровывание воды приведет к исчезновению первоначального напряженного состояния в этом объеме и уменьшит перепад давления, а следовательно, и водоотдачу до нуля. Так, согласно формуле (6.52) при перепаде давления 2,5 МПа необходимо отфильтровать лишь около 0,1 % рассматриваемого объема жидкости для того, чтобы не происходила фильтрация и, следовательно, не образовывалась корка на стенках скважины.

Для растворов, предельный статический сдвиг которых при данной конструкции скважины обеспечивает лишь частичное “зависание” столба бурового раствора, перепад давления будет постепенно уменьшаться от максимального значения до p_c . При p_c столб бурового раствора сдвинется вниз и практически полностью восстановит первоначальный перепад давления, так как потеря незначительной части отфильтровавшейся жидкости будет мало влиять на изменение высоты столба раствора. Следовательно, в описанных условиях водоотдача в пласт происходит под действием переменного перепада давления.

Механизм поступления газа из пласта в скважину вместо фильтрата бурового раствора при локальном снижении давления может быть представлен следующей схемой (рис. 6.14). Фильтрат бурового раствора, попав в пласт, стремится под действием сил гравитации переместиться к его подошве. Газ, находясь выше зон *а, б* (перемещающихся по мере поступления фильтрата), проникает в зону пониженного давления из верхней части пласта. Скорость поступления газа зависит от ряда факторов, влияющих на статическое напряжение сдвига, водоотдачу раствора, проницаемость пласта, его давление и т.д.

Аналогичная схема объяснения поступления газа возможна¹ и после цементирования в некоторых случаях водяных поясов.

Следует отметить, что при изучении фильтрации буровых растворов необходимо учитывать: а) фильтрацию раствора через корку, предваритель-

¹ Эксперименты показали, что подобная схема объяснения весьма вероятна для случая применения цементных растворов.

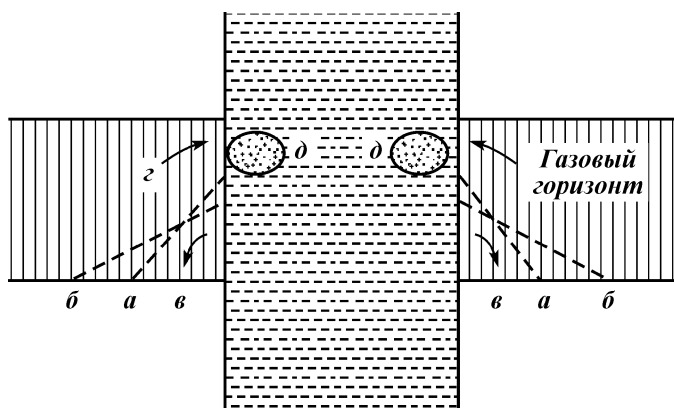


Рис. 6.14. Схема проникновения газа в скважину:
 $a, б$ – условная зона фильтрации; $в$ – путь фильтрата; z – путь газа; $δ$ – скопления газа

но сформированную из данной системы; б) фильтрацию раствора через корку, образованную из другого раствора.

Особый интерес представляет второй случай, который, в частности, может возникнуть при замене бурового раствора.

Как показали экспериментальные работы, изменение типа бурового раствора может существенно влиять на строение фильтрационной корки и кинетику водоотдачи.

Если под действием перепада давления вместо скоагулировавшейся корки при замене буровых растворов возникает новая, то при условии “зависания” раствора и, следовательно, быстрого прекращения фильтрации места разрыва первоначальной корки могут заполняться дисперсионной средой, выделившейся в результате синерезиса, и служить каналом для проникновения газа в скважину и вышележащие пласты. Если соединившиеся каналы имеют достаточную протяженность по вертикали, то можно ожидать и местное уменьшение давления на пласты.

Приток минерализованной жидкости в скважину в результате возникновения отрицательного перепада давления также может служить причиной коагуляции глинистой корки и образовании каналов.

Вследствие того, что дисперсионная среда или пластовая вода, заполняющая каналы, не обладает структурно-механическими свойствами, пузырьки газа могут легко всплывать вверх, увеличиваясь в объеме, и, в частности, накапливаться там, где вышележащий столб промывочной жидкости окажется непроницаемым.

Трудности учета величины водоотдачи по стволу скважины вызваны и тем, что температура значительно влияет на проницаемость глинистых корок. С глубиной скважины водоотдача, как статическая, так и динамическая, резко возрастает. Благодаря температурным воздействиям изменяется конфигурация макромолекул реагентов в защитных слоях (Э.Г. Кистер и др.).

Учитывая особенности фильтрации в статических условиях и возникновения притока газа в скважину, можно полагать, что одно из мероприятий по профилактике газопроявлений – использование растворов с малой водоотдачей в широком интервале температур. Кроме того, перед остановкой циркуляции целесообразна длительная промывка скважины для того, чтобы могла сформироваться “динамическая” корка на вновь образованных ее стенках. Это условие также необходимо при замене раствора.

Структурно-механический фактор может лишь способствовать облегче-

нию попадания газа в скважину из пласта, но не является причиной его искусственного подсоса. Скорость изменения величины противодействия определяется в данном случае скоростью отфильтровывания жидкости в пласт, т.е. она зависит от водоотдачи раствора, проницаемости сформированной ранее корки и пласта.

6.8.6.6. КОНТРАКЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ БУРОВОГО (ГЛИНИСТОГО) РАСТВОРА

Контракция системы твердое вещество – жидкость проявляется в уменьшении суммарного объема смешиваемых веществ. Явление контракции в водной среде присуще многим телам, в том числе и глинам.

Рассмотрим кратко механизм взаимодействия глины и воды, т.е. процесс набухания глин.

В основе явления набухания – увеличения исходного объема вещества благодаря засасыванию и частичному присоединению жидкой среды – лежит действие адсорбционных, осмотических и капиллярных сил. Существуют различные методы изучения причин возникновения процесса набухания веществ: по массовому количеству поглощенной жидкости, увеличению объема исходного вещества, количеству теплоты, выделенной при набухании, и др.

Значительное количество исследований посвящено сопоставлению величин набухания с другими характеристиками: гидрофильностью глин, их физико-химическими свойствами, минералогическим составом и т.д.

Ф.Д. Овчаренко [280] показал связь процесса набухания с гидрофильностью глин. Набухание существенно зависит от природы глин, а также от природы дисперсионной среды, ее полярности. С ростом температуры период и степень набухания глинистых пород уменьшаются, но скорость этого процесса увеличивается.

В результате набухания исходного вещества вследствие увеличения его объема развивается большое давление. Зависимость изменения давления набухания единицы массы глины с течением времени выражается кривой, сходной с изотермой адсорбции. И это закономерно, так как в процессе набухания в основном действуют адсорбционные силы. При поглощении глиной воды или водного раствора электролитов к давлению, вызываемому увеличением объема глины в результате сольватации, добавляется давление воздуха, вытесненного из капилляров. Кроме того, в системе глина – вода происходит внутрикристаллическое набухание, которое является вторичным процессом капиллярного набухания.

Изучение форм связи воды с глинистыми минералами показало, что целесообразно различать: 1) химически, 2) адсорбционно и 3) капиллярно связанную воду, а также 4) свободную воду, механически захваченную дисперсионной структурой.

Явление контракции в системе глина – вода в основном определяется свойствами адсорбционно связанной воды, удерживаемой молекулярными силами на поверхности глинистых частиц.

При сопоставлении явления набухания, которое также обусловлено адсорбцией жидкости, с контракцией следует учитывать, что если исходное вещество (глина) и увеличивает свой объем, то приращение его меньше объема всасываемой жидкости. Давление набухания создается расширяющимся веществом при изменении объема в случае свободного поглощения жидкости из окружающего пространства. Однако если в замкнутом объеме соединить

глину и воду, то несмотря на набухание глин давление в этом объеме уменьшится благодаря контракционному эффекту.

Связанная вода обладает рядом свойств (в том числе повышенной плотностью), чем она и отличается от свободной. Повышение плотности объясняется тем, что адсорбционный слой воды благодаря молекулярным силам находится в очень сжатом состоянии. Согласно данным различных исследователей плотность связанной воды колеблется в пределах 1,3–2,4 г/см³. Количество связанной воды зависит от многих факторов (в частности, от типа глины), оно возрастает с увеличением удельной поверхности дисперсной фазы. Для связанной воды характерна пониженная растворяющая способность, вплоть до полного исчезновения этого свойства.

Уменьшение суммарного объема системы за счет перехода свободной воды в связанную, т.е. контракция, в ряде случаев может иметь вполне ощутимую величину. Так, если количество воды (в %), связанной 1 г глины, обозначить через A , то при соединении воды и 100 г глины произойдет уменьшение суммарного объема ΔV в зависимости от типа глины (табл. 6.18).

Собственно явление контракции буровых глинистых растворов не может стать причиной газопроявлений; однако в сочетании со структурообразованием бурового раствора уменьшение объема в процессе контракции может привести к перераспределению давления между скважиной и пластом, вызвать подсос газа и других флюидов и служить причиной различных осложнений.

Явление контракции может происходить во время всего цикла бурения.

В процессе циркуляции раствора контракция обычно не влияет на возникновение осложнений, так как в движущемся растворе нет условий для возникновения пустот (вакуума).

При остановке циркуляции, в статических условиях, могут возникнуть условия, как это описано выше, при которых давление в некоторой части скважины снизится, если структурно-механические свойства раствора позволят ему хотя бы частично “зависнуть” над частью глинистого раствора, объем которого уменьшается в результате контракции. Если не происходит “зависания”, то такое уменьшение объема будет компенсировано понижением уровня раствора в скважине.

Оценим возможную величину уменьшения единицы объема бурового раствора в скважине в результате контракции. Будем полагать, что изменение объема раствора обусловлено следующим (остальные факторы пока исключим): а) распусканием глинопорошка; б) набуханием шлама из глинистых пород, в) размоканием вновь образовавшейся стенки скважины на забое.

Примем: глубина забоя – 3000 м; диаметр скважины – 25,4 см; объем раствора в скважине – 150 м³; скорость проходки – 2 м/ч; время циркуля-

Таблица 6.18

Уменьшение объема системы глина – вода в зависимости от типа глины

Глина	A , %	ΔV , см ³
Жабинский бентонит	23,86	5,51
Часовьярская монотермитная	5,42	1,25
Глуховецкий каолин	2,09	0,40

Примечание. Плотность связанной воды принята минимальной – 1,3 г/см³.

ции – 2 ч; в 20 м объема скважины содержится 1 м³ раствора. Объем поглощенного газа будем рассчитывать при атмосферном давлении, полагая, что пластовое давление газа на забое равно гидростатическому – 30,0 МПа. Естественно, что вследствие увеличения пластового давления возрастает объем газа при атмосферном давлении.

В табл. 6.19 приведены значения изменения объема 1 м³ раствора, приготовленного из порошка различных глин с вязкостью по СПВ-5, равной 50 с. Величина *A* для бентонита принята как средняя для глин этого типа. Малоколлоидная хабльская глина приравнена по величине *A* к глуховецкому каолину. Как и ранее, плотность связанной воды принята минимальной – 1,3 г/см³.

Естественно, что в скважину глинопорошок поступает в виде суспензии. Однако, как показывает опыт, процессы диспергирования продолжаются еще и в скважине, где они интенсифицируются вследствие механического перемешивания, действия температуры и давления, а также наличия химических пептизаторов. Следовательно, если принять, что в скважину с раствором попадает только 1 % нераспустившегося глинопорошка, то и в этом случае объем газа, содержащегося в 1 м³ раствора при атмосферном давлении, составит для бентонитового порошка 14,7 л. В действительности, количество (в %) нераспустившегося глинопорошка, вероятно, выше в несколько раз, особенно для глин низкого качества. Диспергирование раствора даже в условиях скважины является длительным процессом; часто требуются значительные внешние воздействия (перемешивание, высокая температура и т.д.) и время, чтобы раствор стал практически стабильным. Буровой раствор в условиях скважины после добавления в него глинопорошка только после нескольких циклов циркуляции диспергируется и стабилизирует свои свойства. Так как на многих буровых в скважину добавляют сухой глинопорошок, то объем поглощенного 1 м³ раствора газа может составлять при этом сотни литров.

Необходимо отметить, что при распускании глинопорошка, как, впрочем, и любых глинистых материалов, наряду с контракционным эффектом наблюдается загустевание раствора, возрастание его структурно-механических свойств, т.е. увеличение вязкости “зависания” раствора. Можно полагать, что чем значительней контракционный эффект при взаимодействии глины с водой, тем интенсивнее происходит рост вязкости и предельного статического напряжения сдвига (обратное утверждение не всегда правомерно, так как загустевание растворов может быть вызвано различными причинами).

В специальных опытах было прослежено изменение структурно-механических свойств 20%-ной суспензии глинопорошка со скв. 1 Краснодарская, диспергируемой с помощью специального диспергатора.

Ниже сопоставлено время диспергирования в центробежном диспергаторе с промышленными параметрами исследуемой суспензии.

Таблица 6.19
Количество воды *A*, связываемое 1 г глины

Глина	<i>A</i> , %	Плотность раствора, г/см ³	Количество глины в 1 м ³ раствора, кг	ΔV для 1 м ³ раствора, л	<i>V</i> газа, приведенного к 0,1 МПа, л
Бентонит	20,0	1,06	106	4,9	1470
Часовьярская	5,5	1,12	224	2,8	840
Хабльская	2,5	1,37	620	3,6	1080

Изменение свойств бурового раствора в зависимости от времени

Время, ч-мин.....	0-15	0-30	1-00	2-00	4-00	6-00	8-00
T , с.....	2,8	3,6	7,4	11,8		Не течет	
θ_1 , Па.....	3,1	6,4	12,8	23,0	25,8	26,4	27,0
θ_{10} , Па.....	4,0	8,1	15,8	28,0	33,1	34,2	33,9

Как показывает опыт, лишь после 4 ч интенсивного непрерывного диспергирования свойства суспензии перестали значительно изменяться.

Микроскопические исследования глинистой суспензии, перемешанной в стандартной глиномешалке в течение нескольких часов и выдержанной затем в продолжении двух недель, показали, что в ее дисперсной фазе присутствуют своеобразные ассоциации глинистых частиц. Ядро ассоциации состоит из “сухих” глинистых частиц, а оболочка размыта в периферии гелеобразной пленкой.

Эффект контракции можно было непосредственно наблюдать на примере только что приготовленных растворов и растворов, выдержанных некоторое время. Для опытов использовался водяной U-образный манометр, одно колено которого герметически подсоединялось к сосуду с исследуемой промывочной жидкостью. Изменение температуры и атмосферного давления учитывалось специальными поправками или с помощью присоединенного ко второму колену манометра сосуда с водой объемом, равным объему глинистого раствора.

Как и следовало ожидать, контракционный эффект в суспензиях составляет только долю того эффекта, который может быть получен при соединении воздушно-сухой глины и воды. Величина этой доли зависит от типа глин, характера подготовки суспензии и длительности ее предварительной выдержки. Однако в сопоставимых условиях бентонитовые суспензии характеризуются большим контракционным эффектом, чем суспензии мелкоколлоидной хабльской глины. В каждом случае уменьшение содержания глины, например при утяжелении, соответственно уменьшает контракционный эффект.

Присутствие распускающегося шлама в растворе также может являться причиной контракционного уменьшения объема. Если считать, что выбуренная за 1 ч порода при изложенных условиях равномерно распределяется по прокачиваемому за это время раствору, то 1 м³ раствора будет содержать 1,7 кг шлама. Такая добавка шлама из глины плотностью 2,6 г/см³ увеличивает плотность раствора менее чем на 0,001 г/см³. На практике часто встречается и большее насыщение шламом раствора.

Если определяется происходящий при этом контракционный эффект, то необходимо учитывать, что породы уже до разбухания содержали некоторое количество связанной воды, соответствующее условиям их залегания, а также впитали определенное количество жидкости в процессе циркуляции. Однако достаточное количество свободной воды и наличие пептизаторов значительно увеличивают количество связанной воды по сравнению с начальным. Загустевание раствора вследствие распускания в нем шлама неоднократно отмечалось на практике; это указывает на значительное (дополнительное) связывание воды разбуриваемой породы при попадании ее в раствор. Если принять, что количество связанной воды увеличивается только в 2 раза, то при разбухании легко распускающихся бентонитовых глин в освобожденном объеме в результате контракции 1 м³ раствора может содержаться около 12,5 л газа, приведенного к атмосферным условиям.

Если бурение осуществляется в глинах типа хабльской, содержание га-

за уменьшится до 1,5 л на 1 м³ раствора. Таким образом, даже при весьма умеренной скорости проходки контракционное изменение объема раствора позволяет также накапливать большое количество газа.

Значительный контракционный эффект может происходить в непосредственной близости от забоя вследствие дополнительной адсорбции воды вновь образованной стенкой скважины. Это явление сопровождается фильтрацией дисперсионной среды в пласт.

При прекращении циркуляции на смачивание стенок скважины в основном используется вода из близлежащего объема раствора. Если считать, что стенки скважины пропитаются водой¹ только на 0,1 см, значит, к 1 м³ раствора добавилось 20,4 кг глины (при глубине пропитывания 0,5 см – 98 кг). В результате контракционного изменения объема (при учете 50 % исходной связанной воды) 1 м³ глинистого раствора на забое может поглотить на глубине 3000 м такую массу газа, которая при атмосферном давлении займет объем порядка 140 л при разбуhrивании глин типа бентонитовых и 17,5 л для глин типа хабльских. При большой глубине проникновения в пласт воды указанный эффект увеличивается.

Рассмотрим возможные последствия контракции, если предположить, что структура раствора позволяет ему “зависнуть”.

1. *Стенки скважины непроницаемы.* Уменьшение объема бурового раствора приводит к снижению давления в рассматриваемом элементе.

Образовавшееся пространство может заполняться за счет: а) деформации стенок скважины; б) отфильтровывания из верхних слоев глинистого раствора свободной воды и в) смещения вниз всего столба бурового раствора.

В общем случае все процессы могут происходить одновременно и при определенных условиях приводить к осложнениям. Однако надо полагать, что наиболее частым является третий случай. При смещении столба раствора вниз вследствие его неоднородности и наличия струтуры возможны местные изменения противодействия по стволу, также приводящие к осыпям и газоводопроявлениям.

Деформация стенок может привести к сужению ствола, обвалам и прихвату бурового инструмента. Следует отметить, что даже частичное уменьшение противодействия на стенку скважины вследствие контракционного эффекта во время остановки циркуляции и создания прежней величины противодействия при промывке, т.е. пульсации давления, отрицательно влияют на устойчивость стенок скважины.

2. *Стенки скважины проницаемы.* “Зависание” раствора в скважине (хотя бы частичное) и уменьшение объема бурового раствора в результате контракции приведут к изменению перепада давления между скважиной и пластом. В наиболее сложных случаях давление в скважине может стать меньше пластового. В результате водоотдача раствора в пласт может вначале уменьшиться до нуля, а затем возникнут условия для проникновения в скважину пластовых вод и газа. В этих условиях, как было описано выше, на стенках скважины не сможет образоваться новая глинистая корка, имеющая важное значение для укрепления стенок и предотвращения межпластовых перетоков. Кроме того, в результате проникновения в скважину минерализованных пластовых вод может быть нарушена вследствие коагуляции ранее сформированная глинистая корка.

¹ Без учета капиллярной и свободной воды, прошедшей в пласт на указанную глубину.

Считая проблему весьма далекой от окончательного решения, можно рекомендовать наиболее общие профилактические мероприятия.

1. Использовать растворы с незначительным предельным статическим напряжением сдвига и небольшим коэффициентом тиксотропии. Параметры раствора должны мало изменяться с увеличением температур и давлений.

2. Производить длительную циркуляцию раствора без остановок при добавлении глинопорошка, особенно в сухом виде.

3. В основном применять буровые растворы, в которых процессы диспергирования глин весьма замедлены или полностью завершены.

4. Применять химическую обработку буровых растворов, препятствующую загустеванию растворов. Например, не допускать известкования растворов при высоких температурах, если имеется опасность их резкого термического загустевания.

5. Тщательно промывать скважину после разбуривания глинистых пород перед остановкой циркуляции, чтобы вновь образованные стенки на достаточную глубину смачивались водой и на них сформировалась прочная глинистая корка малой толщины.

6. Использовать малоглинистые (или неглинистые) растворы.

7. Следует учитывать, что газирование бурового раствора может происходить как вследствие контракции, так и заниженной плотности. Если в первом случае необходимо уменьшить предельное статическое напряжение сдвига, то во втором – добавить утяжелитель. Дополнительное утяжеление раствора при газировании, вызванном контракцией, может привести к гидроразрыву и поглощению раствора.

8. Предусматривать расхаживание инструмента через определенные интервалы времени при значительной длине открытого ствола в случае прекращения циркуляции.



6.9. ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

Газопроявления, возникающие при креплении скважин, остаются серьезным видом осложнений на многих газовых и газоконденсатных площадях СНГ.

В.Д. Малеванским при анализе причин возникновения газовых фонтанов установлено, что из рассмотренных 69 случаев 10 приходятся на долю открытых газовых фонтанов из заколонного пространства, причем некоторые из них сопровождались образованием кратеров и падением вышек (скв. 2 и 5 Газли, скв. 73 Шебелинка и др. скважины Ставрополя).

За последние 25 лет разведочных работ в западной части Узбекистана произошло более 40 открытых фонтанов и свыше 150 заколонных проявлений. Иногда открытые фонтаны и заколонные проявления приводят к стихийным бедствиям и весьма сложны в ликвидации.

При одном заколонном проявлении, которое произошло вследствие недоподъема цементного раствора в скв. 2 Газлинской площади, после цементирования 273-мм промежуточной колонны провалилась буровая со станком типа “Уралмаш-5Д”. На ее месте образовалось озеро диаметром 100–120 м.

На скв. 3 месторождения Южный Мубарек произошли заколонные проявления (газовый фонтан через отводы превенторов) после цементирования

146-мм эксплуатационной колонны. На ликвидацию этой аварии было затрачено 30 дней. В конечном счете эксплуатационную колонну, спущенную на 178 м, торпедировали против работающего XII горизонта на глубине 900 м (с давлением 9,8 МПа) с целью задавливания пласта. В результате скважина вышла из строя и была ликвидирована.

Е.А. Лыковым на основании подсчетов по многим скважинам Узбекистана (скв. 17, 21 Южный Мубарек, скв. 9 Джаркак) и нами по скважинам Западной Индии (Калол, Намагам) показано следующее. Если принять давление столба в зоне подъема цементного раствора равным давлению столба воды и учесть давление вышележащего бурового раствора, то при прочих равных условиях при явно недостаточном противодавлении пласты не проявляют, а в тех случаях, когда противодавление превышает пластовое, они бурно проявляют. Не менее часты и противоположные ситуации. Это подтверждает неправомочность принятой точки зрения о противодавлении на пласты при твердении цементного раствора. В скв. 46 (Алигул) комбинированная (254×279 мм) колонна была спущена на глубину 1400 м и зацементирована до устья. Проявление началось через 6 ч после окончания процесса.

В той же скважине после спуска 168-мм эксплуатационной колонны на глубину 2255 м и цементирования с подъемом цементного раствора до 1158 м движение бурового раствора в заколонном пространстве началось через 3 сут после ОЗЦ.

В скв. 150 и 96 (Западный Челекен) грифон и движение бурового раствора начались соответственно через несколько часов и 30 сут.

Из 49 скважин, пробуренных на Майкопском газоконденсатном месторождении, в 7 из них в результате образования каналов в камне заколонного пространства произошли межколонные проявления в период ОЗЦ. Причем в скв. 6 эти проявления развились в открытое газовое фонтанирование, вследствие чего скважина была ликвидирована.

Аналогичные газопроявления возникали на многих других месторождениях (скв. 25 Абинская, скв. 615 Анастасиевская, скв. 1 Самурская и т.д.).

В скв. 14 Южно-Советская, несмотря на подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной до устья (на 10 м ниже устья), происходили межколонные проявления из нижних насыщенных горизонтов по заколонному пространству. В этой же скважине, а также в скв. 1 Джаваламуки (Сирия) через зацементированное заколонное пространство проникали десятки-сотни кубических метров воды и газа в сутки.

Движение газа в межколонном пространстве от продуктивной толщи до устья скважины обнаружили в скв. 40 (Майкопская), в которой сварная 127-мм эксплуатационная колонна, спущенная в 273-мм обсадную колонну, была зацементирована с подъемом цементного раствора на высоту 1950 м (900 м от устья). В скв. 77 Майкопское заколонное зацементированное пространство пропускало воду почти на всем своем протяжении.

В значительном количестве скважин Шебелинской конторы бурения после цементирования эксплуатационных колонн межколонные газопроявления отмечались уже во время твердения цементного раствора.

Препятствием для движения газа не является большая плотность цементного раствора по сравнению с буровым. Примером могут служить скважины Северо-Ставропольского месторождения, где разница в плотности цементного и бурового растворов достигала $0,06 \text{ г/см}^3$, а проявления происходили часто.

Условия, способствующие проникновению флюидов в заколонное про-

странство, изучены недостаточно; недостаточно выяснены и причины этого явления, а отдельные толкования часто противоречивы.

Анализ материалов по многочисленным площадям показывает, что газопроявления в скважинах возникают и продолжают развиваться через различное время после окончания цементирования. Так, анализ материалов, проведенный В.Д. Малеванским по Газли и Шебелинке, В.В. Денисевичем по Небит-Дагу, авторами – по месторождениям Кубани, Ставрополья, Чечни и Ингушетии, Дагестана, Узбекистана, показывает, что газопроявления начинают возникать после цементирования через 3–48 ч. Бывают случаи, когда газопроявления отмечаются через более поздний срок, когда цементный камень уже сформировался.

В межколонном пространстве газ может появиться вследствие нарушений герметичности колонны и устьевого узла (колонной головки, места ее соединения со сгонным патрубком и т.д.) или во время процесса формирования цементного камня в затрубном пространстве (загустевания, схватывания и твердения раствора камня).

Отмечают следующие возможные пути продвижения газа и других флюидов в заколонном пространстве [244]:

1) по каналам, образованным вследствие негерметичности резьбовых соединений; 2) по каналам из-за негерметичности соединения частей колонной головки; 3) по нарушениям целостности обсадных колонн; 4) по каналам при негерметичном цементном камне.

Следует отметить, что во многих скважинах суммарное сечение каналов цементного камня может быть весьма невелико. Это подтверждается тем фактом, что, например, в ряде скважин Шебелинки с заколонными газовыми проявлениями не удалось восстановить циркуляцию после прострела дыр в пределах цементного кольца при избыточных давлениях на головке колонн до 18,0–20,0 МПа.

В то же время можно привести немало примеров, когда через зацементированное заколонное пространство в сутки проникало десятки-сотни кубических метров воды и газа (скв. 1 Джаваламуки, скв. 14 Южно-Советская и др.). Это указывает на наличие значительных каналов в заколонном пространстве.

Характерен пример скв. 37 (Шебелинка), на которой при дебите газа из заколонного пространства 20 000–300 000 м³/сут после прострела дыр против цементного кольца (на утяжеленном растворе) газопроявление немедленно прекратилось, но циркуляция не восстановилась при избыточном давлении до 20,0 МПа.

На скв. 64 в результате повторного цементирования через отверстия на глубине 1108–1190 м цементный раствор, залитый в ранее зацементированный участок на высоту 918 м, был поднят далее над ним на 190 м. Аналогичное положение происходило и на скв. 128.

В скв. 77 Майкопская были значительные каналы, пропускавшие пластовую воду почти по всей глубине.

Известно, что даже при соблюдении всех требований, выработанных практикой к цементам и процессу цементирования, происходили заколонные проявления. В результате возник ряд гипотез, в которых была сделана попытка объяснить причины столь необычного движения флюидов.

Природа заколонных проявлений после цементирования обсадных колонн экспериментально пока еще слабо изучена и известны только попытки ее объяснения на основе данных общих представлений и промыслового материала.

Рассмотрим следующие взгляды на природу газопроявлений.

В.К. Летченко [215] считает, что основной причиной газопроявлений является снижение коэффициента бокового давления от 1 до 0 во время схватывания цементного раствора, после чего начинаются газопроявления.

Ускорять процессы газопроявления могут усадка цементного раствора и камня во время схватывания и твердения, характер диффузии газа, наличие каналов бурового раствора, характер глинистой корки и ее отсутствие.

А.Б. Мамедов и А.Ф. Рустамбеков считают, что основная причина заколонного газопроявления – уменьшение объема бурового раствора, непосредственно соприкасающегося с газовыми пластами. Насыщение его происходит более интенсивно, чем было до спуска колонны, в результате чего гидростатическое давление в заколонном пространстве быстро уменьшается, и в случае превышения пластового давления над гидростатическим следует перелив раствора с переходом в выброс. По мнению авторов, выбросам способствуют наличие воздуха при доливках колонн, разгазирование бурового, цементного и гелецементного (смеси цементного и глинистого) растворов вследствие затяжных сроков схватывания и недостаточно высокая плотность цементного раствора по сравнению с утяжеленным буровым. Эти причины приводят к снижению противодействия на пласт.

А.А. Линеvский (1940 г.) считает, что основные пути газопроявлений через заколонное пространство – каналы бурового раствора, по которым прорывается газ; главной причиной образования каналов он считает отсутствие центрирующих фонарей и прилегание колонн к стенкам скважин.

По мнению М.К. Сеид-Рза, основная причина заколонных газопроявлений – наличие каналов в цементном камне вследствие некачественного цементирования. Он полагает, что если вначале буровой раствор в каналах и создает “активное давление”, то по истечении определенного периода последний является одним из основных источников заколонных газопроявлений, так как в него диффундирует газ. Вследствие небольшого объема бурового (глинистого) раствора в каналах цементного камня и молекулярного переноса, вызванного наличием температурного градиента, происходит быстрое газирование жидкости.

Н.А. Сидоров считает, что в процессе затвердевания цементного раствора с невытесненным буровым раствором происходят изменения вследствие синерезиса, которые в этот период наиболее интенсивно проявляются. По его мнению, при синерезисе образуется как бы щель по контакту цементного раствора (камня) и бурового раствора, заполненная выделяющейся из бурового (глинистого) раствора водой. Давление на пласт снижается, возникают условия для проявления пласта с аномальным давлением.

Рассматривая возможность возникновения заколонных проявлений, В.Д. Малеванский считает, что газ проникает по каналам, заполненным буровым раствором (в цементном растворе камня), за счет диффузии и насыщения газом бурового раствора выше цементного камня. Газонасыщение жидкости в каналах и в заколонном пространстве выше цементного кольца приводит к падению гидростатического давления ниже пластового и заколонным проявлениям. Объемы газа, требуемого для возникновения выброса в скважинах, заполненных раствором, должны быть довольно значительны; их абсолютные величины превышают объемы газа, способного продиффундировать за 12–16 ч, в течение которых проходит в основном схватывание и твердение цементного раствора. Поэтому, по В.Д. Малеванскому, описанный выше процесс может происходить только в случае, если весь объем жидкост-

ти, подлежащий насыщению газом, мал, т.е. при малом объеме каналов в цементном камне, поднятом до устья газовых скважин. При наличии же достаточно большого объема жидкости в заколонном пространстве над цементным камнем количество газа, поступающего вследствие диффузии, окажется недостаточным для резкого снижения гидростатического давления и возникновения выбросов.

В.Д. Малеванский считает, что даже при отсутствии каналов (при полном замещении бурового раствора цементным в заколонном пространстве) они могут образоваться в результате усилившейся диффузии и скопления газа в цементном растворе, расположенном в непосредственной близости к газовому пласту. При потере подвижности цементного раствора скапливающийся газ может, поднимаясь, образовать в нем каналы.

Также В.Д. Малеванский указывает, что бурные затрубные проявления после цементирования, иногда переходящие в выбросы и фонтаны, могут быть только при снижении гидростатического давления на пласт в затрубном пространстве ниже пластового с резким усилением диффузии, разрушением глинистой корки и прорывом газа в скважину. Кроме того, главная причина затрубных газопроявлений через цементное кольцо заключается в увеличении диффузии в период схватывания цементного раствора. Считая главной причиной газопроявлений диффузию, В.Д. Малеванский полагает, что степень нарастания диффузии зависит предположительно от коллекторских свойств пласта, степени газонасыщенности, качества бурового раствора, которым пласт заглинизирован. Он отмечает, что газопроявления подтверждают наличие каналов в цементном кольце за обсадными трубами из-за некачественного цементирования, которые явились проводниками газа.

Основными путями, по которым газ проникает из пласта, В.Д. Малеванский считает каналы, образующиеся вследствие: 1) “слабого сцепления цемента” со стенками скважин из-за наличия глинистой корки и усадки цементного камня при твердении; 2) неполного замещения бурового раствора цементным в заколонном пространстве; 3) отделения избыточной воды при схватывании цементного раствора; 4) проникновения диффундирующего газа при схватывании цементного раствора.

При отсутствии каналов газ может проникать через цементный камень в случае его повышенной проницаемости.

По мнению В.Д. Малеванского, главная причина заколонных газопроявлений через цементное кольцо – нарастание явления диффузии, которое имеет место в период схватывания цементного раствора.

Скорость продвижения газовых пузырьков к поверхности по заколонному пространству зависит от количества диффундирующего газа, наличия и размеров каналов в цементном камне, высоты столба бурового раствора над цементным камнем и его качества, а также от градиента температуры и гидростатического давления по высоте заколонного пространства.

Е.А. Лыков считает, что заколонные проявления происходят в основном из-за наличия толстой рыхлой корки на стенках скважины. Если скважина простаивает длительное время без промывки, то при прочих равных условиях толщина корки будет больше, чем в случае, когда после спуска колонны сразу же начинается процесс цементирования. Так, как на скв. 3 площади Южный Мубарек 146-мм эксплуатационную колонну, спущенную на глубину 1787 м, начали цементировать через 22 ч после окончания ее спуска. Несмотря на то что этот процесс осуществлялся при средней скорости восходящего потока 1,46 м/с, имел место перепад цементного раствора против рас-

четного на 700 м; цементный раствор был поднят до устья. Спустя 6 ч после окончания цементирования начались заколонные проявления, перешедшие в фонтанирование скважины (через отводы превентора газом). Работал верхний XII горизонт, залегающий на глубине 1148 м при пластовом давлении 13,0 МПа. После закачки раствора в заколонное пространство не удалось ликвидировать газопроявление; при давлении 10,0 МПа в кольцевое пространство ни раствор, ни вода не закачивались. Скважину удалось задавить через дыры перфорированной эксплуатационной колонны.

Р.Э. Рыцлин с соавторами описывают 62 случая газопроявлений и грифонообразований (табл. 6.20) на месторождениях Челекена, Небит-Дага и Кум-Дага. Авторы провели большую работу по установлению времени возникновения заколонных проявлений и грифонов после цементирования (табл. 6.21).

Таблица 6.20

Заколонные газопроявления и грифонообразования в Туркмении

Месторождение	Рассматриваемый период, годы	Общее число пробуренных скважин	Количество скважин, в которых возникли проявления и грифоны	
			абсолютное	в % (от общего количества)
Челекен	1950–1955	97	30	31,0
Небит-Даг	1947–1955	372	27	7,3
Кум-Даг	1950–1955	474	5	1,1

Таблица 6.21

Время возникновения заколонных проявлений и грифонов после цементирования скважины

Челекен			Небит-Даг		
Номер скважины	Время возникновения		Номер скважины	Время возникновения	
	грифонов	заколонных проявлений		грифонов	заколонных проявлений
6	16 ч	Цементирование при переливе раствора	374	–	10 ч
7	6 ч	6 ч	438	90 ч	90 ч
8	–	–	444	106 ч	–
17	87 ч	20 ч	508	–	4 ч
23	240 ч	19,5 ч	525	8 ч	–
25	12 ч	–	570	–	24 ч
34	–	37 сут	582	–	2 ч
36	12 ч	2 ч	583	25 сут	–
47	–	16 ч	615	2 ч	–
54	–	10 ч	690	75 ч	–
55	72 ч	–	691	6 ч	6 ч
57	–	5 ч	693	–	7 ч
59	–	25 ч	705	–	8 ч
61	–	–	711	–	12 сут
65	4 мес	32 ч	733	–	1 ч
66	5,5 ч	–	737	24 ч	–
69	8 мес	–	741	–	24 ч
81	37 ч	20 ч	709	–	41,5 ч
88	–	12 ч			
90	–	48 ч			
91	44,5 ч	34 ч			
93	–	12 ч			
95	–	Цементирование при переливе раствора			
112	4,5 сут	–			

По их мнению, возникновение рассматриваемых осложнений не связано с процессом схватывания и твердения цементного раствора.

В.В. Денисович на основании анализа фактического материала подтверждает, что заколонные газопроявления характерны тогда, когда пластовое давление аномально велико (научно-техническая конференция 6–8/VI 1956 г., Небит-Даг), причем величины его превышают значения гидростатического давления на данной глубине в 1,5–2,0 раза.

А.И. Бережной считал, что явление стяжения в суспензиях тампонажных цементов ведет к подсосу из окружающих пластов и газа и в газовых скважинах происходит разгазирование цементного раствора в основном за время от окончания его закачки до конца схватывания. В результате этого в зависимости от конкретных условий скважина переходит на выброс через заколонное пространство после 6–7 ч ОЗЦ или после полного времени ОЗЦ газ проявляется на устье скважины. В дальнейшем автор в качестве основной точки зрения принял самопроизвольное каналообразование в заколонном пространстве скважины за счет перемещения одной части цементного раствора относительно другой.

А.П. Агишев считает, что пористость цементного камня, достигающая до 25–30 % на устье, способствует пропуску большого количества газа, и что переток газа из нижнего пласта в верхний в течение одного года при закрытых в скважине отверстиях может быть приравнен работе, совершенной по степени вскрытия газовой скважины в течение 17 сут. Если принять, что средний дебит такой скважины на Шебелинке составляет 500 тыс. м³/сут, а среднее число скважин равно 40, то суммарная величина перетока газа может составить 1,7 млрд. м³. Таким образом, можно приближенно считать, что для данного случая величина наименьшего перетока будет оцениваться в пределах 1,5–2 млрд. м³ за весь период разработки месторождения по данному пласту.

Некоторые исследователи полагают, что основная причина заколонных газопроявлений – не падение гидростатического давления на газоносных горизонтах при схватывании цементного раствора, а процесс диффузии и образование каналов в кольцевом пространстве во время цементирования. Частичное снятие гидростатического давления при схватывании цементного раствора представляет собой фактор, стимулирующий процесс развития диффузии газа в его эффузию и, таким образом, ускоряется и увеличивается газопроявление. Под частичным снятием гидростатического давления эти исследователи понимают уменьшение давления цементного раствора на пласт до превращения его в прочный камень.

П.В. Ракин, ссылаясь на недостаточную убедительность сделанных А.П. Агишевым выводов, отмечает, что за поверхность фильтрации газа должна быть принята площадь поперечного сечения заколонного пространства, которая в рассматриваемом случае (по порам) составит не 20, а 0,5 см². Автор считает необоснованным мнение о движении большого количества газа через цементный камень, особенно при больших высотах подъема раствора в заколонном пространстве.

П.В. Ракин полагает, что основными путями перетоков газа следует считать непокрытые газоносные и непродуктивные пористые горизонты в неудачных скважинах. Возможность движения газа или жидкости вдоль ствола скважины при наличии цементного камня в заколонном пространстве объясняется либо дефектностью самого цементного камня, либо проникновением флюидов вдоль контакта цементное кольцо – стенка скважины. Основ-

ные причины некачественного цементирования – эксцентричность расположения колонн относительно скважины и перемешивание цементного раствора с буровым в процессе цементирования.

Качество цементирования скважин ухудшается при недостаточном вытеснении бурового раствора из заколонного пространства, когда в цементном растворе остаются “прожилки” бурового раствора (I.P. Pavlich). Эти “прожилки” впоследствии размываются, и в затвердевшем цементном камне остаются каналы. Другой причиной образования каналов I.P. Pavlich считает местную дегидратацию цементного раствора в интервалах залегания пластов с высокой проницаемостью. Неоднородный цементный раствор создает неравномерное течение на некоторых участках заколонного пространства, что приводит к образованию пустот в затвердевшем цементном камне.

Полагают также, что причиной газопроявлений могут быть “плохие контакты” цементного камня со стенками скважины и обсадной колонной и негерметичность (для газа) резьб обсадных труб.

По мнению Н.С. Романовича, при твердении цементного раствора в нижней части скважины в верхней части он должен находиться в жидком состоянии, чтобы создавать активное давление. В случае затвердевания верхней части раствора происходит снятие гидростатического давления из цементируемых газоносных горизонтов с последующим разгазированием еще не схватившегося цементного раствора.

По И.В. Рахманину, основной причиной получения некачественного цементирования является плохое замещение бурового раствора цементным. Положение усугубляется, если буровой раствор имеет высокие значения вязкости и статического напряжения сдвига при малой разнице плотностей цементного и бурового растворов. Другая причина межколонных газопроявлений – негерметичность резьбовых соединений.

На примере цементирования скважин Шебелинского газового месторождения показано, что принимаемый способ цементирования не может гарантировать предупреждение образований каналов в заколонном пространстве и последующего газопроявления (в том числе и по другим причинам).

В 1959 г. был применен способ двухступенчатого цементирования с разрывом во времени через перфорированные отверстия над цементным камнем первой ступени, но от этого способа пришлось отказаться, потому что применение способа обратного цементирования также не предотвратило прорыва газа в заколонное пространство.

На основании анализа материала по газопроявлениям А.И. Крейтер считает, что основные причины их возникновения следующие:

- 1) смешение бурового и цементного растворов;
- 2) малая разница в их плотностях ($0,02-0,025 \text{ г/см}^3$), что также способствует смешению растворов;
- 3) способность цементного камня при схватывании в определенных условиях образовывать проницаемую для газа массу;
- 4) проницаемость бурового раствора;
- 5) недостаточное давление столба бурового раствора на газовый пласт вследствие значительной высоты подъема цементного раствора;
- 6) большие зазоры между фактическим стволом скважины и обсадной колонной (практикой установлено, что при бурении долотами № 10 под 127-мм эксплуатационную колонну опасность заколонных газопроявлений после цементирования колонны больше, чем при бурении долотом № 8 под ту же колонну);

7) длительность процесса бурения – чем больше времени затрачивается на бурение, тем вероятнее газопроявления;

8) высокая водоотдача бурового раствора, приводящая к увеличению диаметра ствола скважины и повышающая вероятность некачественного цементирования колонн.

В.Г. Коморин считал одной из основных причин поступления газа в скважину снижение давления в заколонном пространстве в момент повышения давления в колонне (в момент посадки верхней пробки на стоп-кольцо); газопроявления возникают в основном за счет седиментационных процессов, происходящих в цементном растворе. В дальнейшем он полагал, что газ движется в заколонном пространстве в связи с тем, что цементный раствор схватывается сверху вниз.

Обобщая отмеченные предпосылки, В.Г. Коморин считал возможным утверждать, что основная причина возникновения выбросов заключается в уменьшении противодействия на флюид в пласте из-за того, что цементный и буровой растворы при равных плотностях и высоте столба создают неодинаковое гидростатическое давление. Кроме того, основные причины межколонных проявлений и выбросов при современном состоянии цементировочных работ следующие: седиментационная неустойчивость тампонажных суспензий при малых значениях параметра $(T_1 + T_2)/T_{схв}$, высокая проницаемость структурной решетки и образующегося в процессе схватывания камня и назначение высоты подъема суспензии в затрубном пространстве без учета этих факторов. По мнению автора, основное направление в предупреждении проявлений заключается в максимально возможном снижении водоотдачи тампонажных суспензий с целью максимального приближения их по своим свойствам в жидком состоянии к коллоидным (глинистым) растворам и за счет резкого снижения начальной проницаемости камня, а также приготовления суспензий, схватывающихся в заколонном пространстве в направлении снизу вверх.

Некоторые авторы считают, что поступление газа в заколонное пространство скважин происходит вследствие отсутствия прочной тонкой глинистой корки, оголения стенок скважины, наличия непрочной рыхлой корки и склонности стенок скважины к осыпанию или обвалообразованию.

Н.А. Кулигин полагал, что основная причина газопоявлений – понижение давления на пласты в процессе схватывания и твердения цементного раствора. На участке высотой, равной высоте подъема цементного раствора, давление, ранее определяемое плотностью последнего, уменьшается до давления столба воды.

По Т.В. Суркову, основная причина проявления пласта – падение гидростатического давления столба цементного раствора при его твердении. Если это давление станет равным пластовому (водопроявляющему), пласт начнет проявлять, вызывая переток жидкости в пласты с пониженным давлением.

Позднее В.Т. Сурков пришел к выводу, что причина заколонных проявлений – действие суммы факторов: а) зависания твердой фазы между неподвижными стенками; б) снижения гидростатического давления столба суспензии до давления столба воды; в) неравномерного уплотнения твердой фазы по диаметру и глубине, что обуславливает образование циркуляционных каналов по поверхности контакта с непроницаемыми стенками и расслоение столба суспензии на отдельные пакеты с водяными поясами между ними; г) местного фильтрационного выпора неуплотненных твердых частиц в зону

водяного пояса и против пластового флюида под высоким аномальным давлением в верхние продуктивные горизонты или к устью скважины.

У.Д. Мамаджанов и В.Е. Халфин основной причиной газопроявлений считают возникновение каналов на контакте цементного раствора и обсадной колонны и движение пузырьков газа вследствие падения давления до гидростатического. Поэтому они рекомендуют наносить на поверхность обсадной колонны песок, приготовленный на органической массе. По их данным, вследствие этого в нескольких скважинах качество работ возросло.

Согласно материалам по бурению газовых скважин на Шебелинском месторождении, собранным НИЛом треста “Харбурнефтегаз” в 1960 г. из 130 скважин в 115 было отмечено заколонное давление. Наличие заколонного давления зафиксировано и в тех скважинах, где подъем цементного раствора осуществлялся до устья. Одной из основных причин газопроявлений авторы считают высокие пластовые давления. Как указывается, газопроявления в заколонном пространстве наблюдались в большинстве случаев сразу после освоения скважин, в ряде случаев – во время эксплуатации, а иногда во время ОЗЦ. Авторы указывают, что буровой раствор при проработке и промывке скважин использовался часто низкого качества, толщина глинистой корки достигала 10–13 мм. В большинстве случаев центраторы не устанавливались.

Показано, что в большом количестве скважин происходили заколонные газопроявления вследствие негерметичности узлов колонной головки (скв. 14, 59, 60, 61, 65, 107, 109, 126, 129 и т.д.). К возможным путям движения газа авторы относят также неплотности резьбовых соединений обсадных колонн.

Анализируя результаты цементирования в районе Циклень (Румыния), Л. Масіуса основными причинами возникновения давления в затрубном пространстве считает механическое отделение частиц цемента и выделение воды из цемента, которая образует пленку на всю высоту заполнения этой смесью скважины. Давление падает до гидростатического в зоне подъема цементного раствора, и появляется возможность движения газа. По мнению автора, основа метода цементирования для борьбы с газопроявлениями – принцип совпадения начала схватывания цементного раствора с прекращением продавки его в скважину. Этот метод обеспечит цементирование без отделения воды и образования каналов в массе цементного раствора. Кроме того, Л. Масіуса рекомендует применять механическую и химическую очистку ствола скважины с целью удаления глинистой корки и обеспечения контакта цементного камня с породой.

Рекомендуется время на спуск колонны, считая от начала подъема инструмента до начала цементирования, сводить до минимального (не более 30–35 ч). Автор считает, что применение указанных мероприятий позволило предотвратить возникновение заколонных проявлений на месторождении Циклень.

Большинство исследователей полагает, что чем выше пластовое давление (чем оно “более аномальное”), тем более часты и интенсивны газопроявления.

Точка зрения многих исследователей, отстаивающих мнение о возможности движения газа по “языкам” бурового раствора, оставленным в цементном растворе, или по глинистой корке, недостаточно обоснована, так как принимается диффузия в качестве единственного источника “энергии движения”. Дальнейшее рассмотрение вопроса показывает несостоятельность данной точки зрения.

Анализ многочисленных случаев по газопроявлениям показывает, что в процессе ОЗЦ и вскоре после него газ может поступать в заколонное пространство и далее к устью скважины независимо от ряда технологических факторов, которые считают способствующими этому процессу или его тормозящими.

1. Тип цемента. Газовые проявления были отмечены в различных геолого-технических условиях при использовании самых разнообразных цементах.

Так, в Индии, в западном районе, использовались три вида тампонажных цемента А.С.С. фирмы “Dykerhoff” и с заводов Jarla. Во всех случаях газопроявления происходили, а их интенсивность была непостоянна.

В СНГ газопроявления в газовых и газоконденсатных скважинах отмечались после цементирования растворами с карадагским, новороссийским, стерлитамакским и другими цементами.

2. Конструкция скважин. При прочих равных условиях газопроявления прослеживались в скважинах разнообразных конструкций и различных диаметров колонн.

3. Искривление скважин. Газопроявления одинаково часто происходили как в практически “вертикальных” скважинах, так и в скважинах, имеющих значительные зенитные и азимутальные углы ствола.

4. Высота подъема раствора. Можно отметить немало примеров, когда газ прорывался при большой и малой высоте подъема цементного раствора в заколонном пространстве.

5. Плотность раствора. Безотносительно к плотности тампонажного раствора и даже разности плотностей цементного и бурового растворов газ появлялся на устье скважин через довольно короткое время после цементирования.

Еще более тривиальные выводы получаются, если ставить зависимость газопроявлений только от наличия центраторов или только от скорости восходящего потока цементного раствора.

Тем не менее данные практики показывают, что газопроявления в процессе ОЗЦ или после него чаще возникают там, где мало обращается внимания на вопросы технологии цементирования, где применяют только чистый цемент, где наряду с недостаточным вытеснением бурового раствора обеспечиваются большие высоты подъема цементного раствора и т.д.

Вместе с тем замечено, что газопроявления при прочих равных условиях значительно реже прослеживаются при использовании цементно-песчаных, цементно-бентонитовых и шлакопесчаных растворов, при расхаживании колонн в процессе цементирования и обеспечении проведения определенного комплекса цементировочных работ и т.д.

Все это указывает на то, что ранее рассмотренные факторы либо не имеют отношения к качеству цементировочных работ с точки зрения предотвращения газопоявлений, либо играют подчиненную роль. Резюмируя существующие мнения о путях движения газа в заколонном пространстве скважины, можно выделить следующие “каналы”:

- 1) трещины и перематости пород;
- 2) участки, заполненные невытесненным буровым раствором;
- 3) участки стенок скважины, на которых осталась сформированная глинистая корка;
- 4) зазоры, возникшие на границах обсадной колонны – цементный камень и цементный камень – стенка скважины в результате выделившейся из цементного раствора воды;

5) щель, заполненная водой на границе между глинистой коркой (буровым раствором) и цементным раствором (камнем), возникшая в результате их синерезиса;

6) каналы, образованные поднимающимся по цементному раствору газом;

7) капилляры, пронизывающие схватившийся, но еще не затвердевший цементный раствор, и образованные в результате наличия в нем избыточной воды (по сравнению с необходимым ее количеством для химического процесса соединения цемента с водой);

8) каналы, образовавшиеся в цементном растворе в результате водоотделения на контакте с другими поверхностями;

9) трещины в цементном камне после его перфорации.

Таким образом, пока нет единой точки зрения на природу возникновения и формирования каналов для движения газов и других флюидов в заколонном пространстве.

Отсюда следует и трудность выработки действенных профилактических мероприятий. Надо учитывать при этом, что часть указанных точек зрения возникла при отсутствии экспериментальных данных и лишена физического смысла.

Изучение причин, способствующих возникновению газопроявлений в скважинах при цементировании обсадных колонн, и разработка условий, необходимых для их предотвращения по ряду различных нефтегазовых районов СНГ, позволили наметить классификацию факторов, приводящих к газопроявлениям (рис. 6.15).

При составлении классификации учитывалось, что некоторые факторы, способствующие возникновению газопроявлений, в одинаковой мере относятся к двум классифицирующим группам, другие могут считаться весьма сомнительными, но они рассмотрены, так как некоторые из них, по мнению исследователей и производителей, возможно, играют определенную роль в газопроявлениях.

В основу классификации положено разделение всех факторов, способствующих газопроявлениям, на пять групп: 1) геологические; 2) технические; 3) технологические; 4) физико-химические; 5) механические.

Данная градация обуславливается тем, что она охватывает весь процесс крепления скважин от начала прокачивания тампонажного раствора в скважину до окончания времени его затвердевания с последующим пребыванием в заколонном пространстве.

Вместе с тем следует учитывать, что для возникновения и развития газопроявления необходимо выполнение двух условий: 1) наличие перепада давления и 2) обеспечение образования канала, по которому возможно движение газа (или другого флюида).

Для оценки этих факторов (см. рис. 6.15) необходимы анализ и оценка их значимости и плотности в каждом конкретном случае с учетом прогресса в решении указанной проблемы.

Следствием движения газа (реже нефти или воды) в заколонном пространстве скважин являются выходы его на поверхность в некотором отдалении от устья. Это грифоны. Грифоны относятся к весьма серьезным осложнениям, которые нередко переходят в аварию. Из земли выходит флюид, выбрасываются куски породы, выделяется значительное количество газа, нефти, воды. Спустя некоторое время одни грифоны прекращают свое существование, другие же, наоборот, активизируются и функционируют долго.

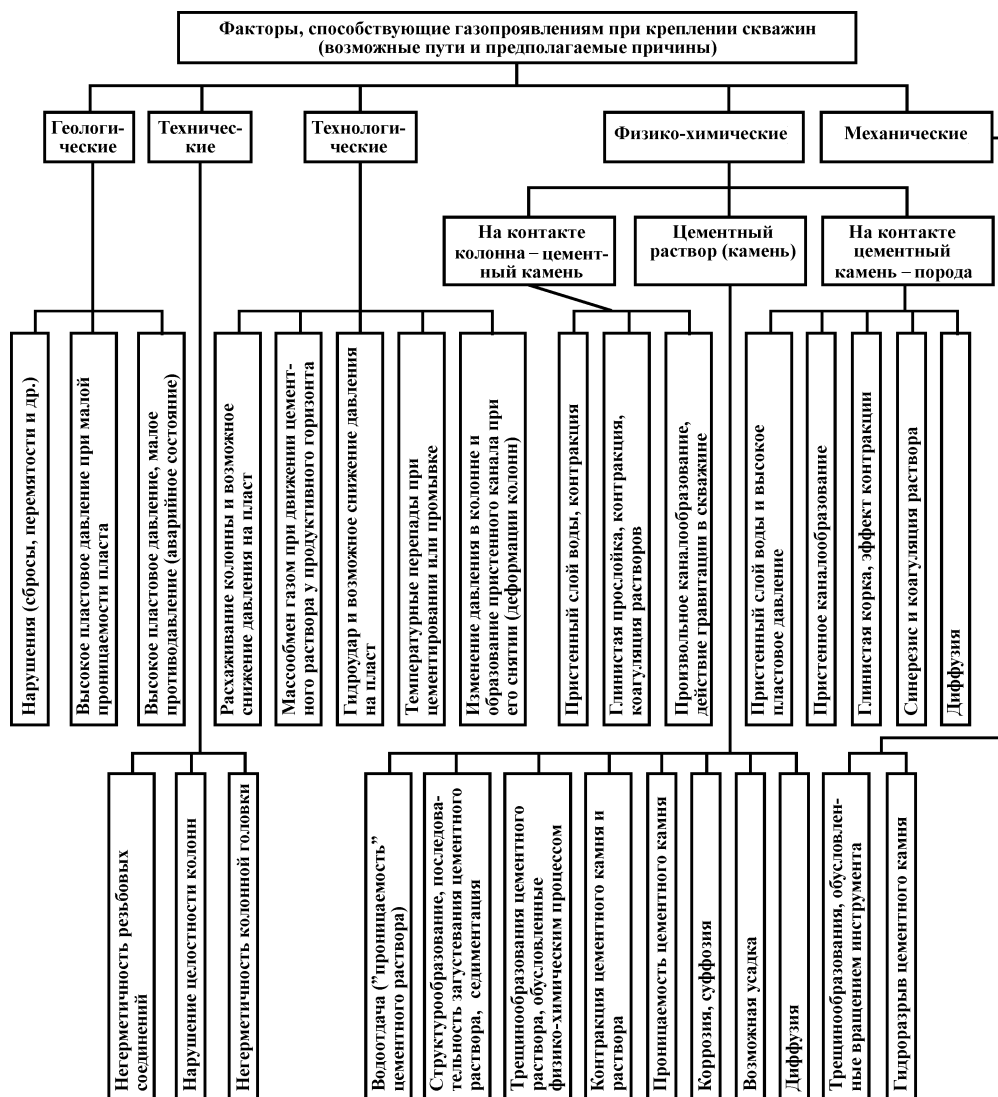


Рис. 6.15. Схема классификации газопроявлений при креплении скважины

Чаще грифоны возникают при бурении и после крепления скважин, реже при эксплуатации, при стабильных режимах работы, но при технологических нарушениях.

Основная причина возникновения грифонов – прорыв флюида на дневную поверхность; накопление флюида, в первую очередь газа в заколонном или межколонном пространстве (между промежуточной и эксплуатационной колоннами); пути поступления флюида к месту накопления (или транзитного движения) – негерметично зацементированное заколонное пространство, пропуски резьбовых соединений, протертости кондуктора (и) или колонны, наличие в верхней части разреза малоуплотненных пород, пород дезинтег-

рированных сетью трещин, сообщающихся с поверхностью, пересечение скважиной плоскости тектонического нарушения, выходящей на поверхность.

Грифонообразования причиняют огромный вред также безвозвратной потерей нефти, дегазацией пластов; в Ставрополье грифоны проявились совсем рядом с полотном железной дороги. Если грифоны возникают под основанием морской буровой, то создается реальная угроза обрушения основания. М.К. Сеид-Рза отмечает, что из наблюдавшихся им грифонов многие действовали на расстоянии нескольких метров от устья скважины вверх по восстанию пластов. Меньше грифонов возникало у устья скважины. В процессе действия грифоны часто меняют свое местоположение, постепенно приближаясь к устью скважины. При наличии тектонических нарушений, пересекаемых скважиной, грифоны действуют через эти разрывы, и, помимо газа, нефти и воды, выбрасывают на поверхность куски породы.

У скв. 15 (Песчаный-море) грифон активно действовал более трех лет.

Предупредить возникновение газопроявлений и грифонообразований – значит создать герметичное заколонное пространство как в зоне подъема цементного раствора, так и выше него.

Ликвидировать возникшее газопроявление или грифон – значит перекрыть пути поступления пластового флюида. Для этого существуют различные методы ремонта и материалы.

Несомненно, различные районы по-разному опасны осложнениями.

В тех случаях, когда заколонное проявление наблюдается в процессе эксплуатации скважины, в первую очередь нужно проверить герметичность эксплуатационной колонны. Для этого необходимо через насосно-компрессорные трубы заглушить скважину. Если заколонные проявления прекращаются, в скважине выше интервала перфорации устанавливают цементный мост, после чего производят опрессовку (после ОЗЦ) колонны. Установив негерметичность колонны, ликвидируют пропуски в ней, разбуривают мост, и скважину снова вводят в эксплуатацию. Известны случаи, когда при невозможности устранения газопроявлений и грифонов спускали эксплуатационную колонну 116-мм труб с последующим цементированием их до устья с целью использовать их в качестве эксплуатационных.

Газопроявления и грифоны – проблема, бесспорно, сложная. Их природа во многих случаях пока еще не установлена. Объяснение причин их возникновения часто неубедительно, а иногда ошибочно и основано на недостаточном понимании механизма процессов, протекающих в скважине. Немалую роль при этом играет использование ошибочных терминов.

Часто причиной газопроявлений считают “слабое сцепление” цементного камня с породой или обсадной колонной, “недостаточный контакт”, “непрочное сцепление” или “непрочный контакт” и т.д.

В скважине, как было доказано практикой и многочисленными экспериментальными работами, сила сцепления металла труб и пород стенок скважины с цементным камнем в большинстве случаев равна нулю. Причина – наличие глинистой корки или слоя бурового раствора между ними. Для сцепления, как известно, при прочих благоприятных условиях, необходимо в первую очередь соприкосновение этих тел.

То же следует сказать и по поводу контакта. Контакт – это соприкосновение, соединение. Контакт между телами может быть или между ними при отсутствии контакта будет зазор, или прослойка материала. Контакт следует различать ненапряженный и напряженный (рис. 6.16).

При определенном давлении (например, водой или газом) две соприка-

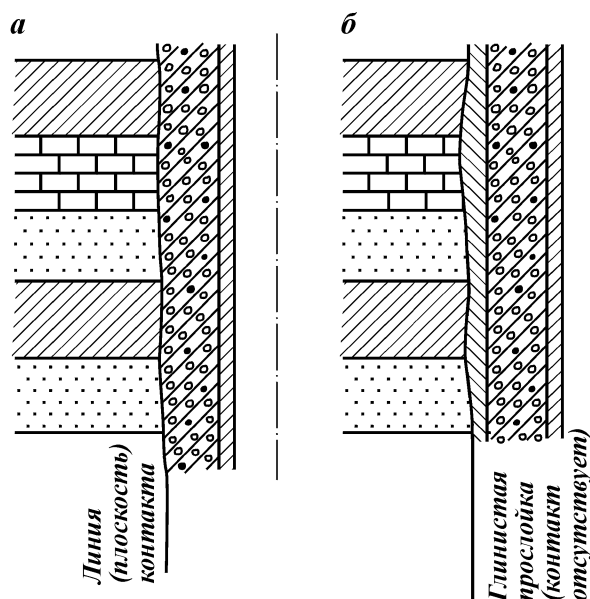


Рис. 6.16. К понятию о контакте цементного раствора со стенкой скважины

сающиеся поверхности могут быть разъединены. В скважине глинистая корка или прослойка бурового раствора, как правило, является тем разделяющим телом (прослойкой), которое не обеспечивает контакта между стенкой скважины (или колонной) и цементным раствором.

Глинистая корка (прослойка) находится под действием избыточного давления, т.е. напряжена, и не способна пропускать флюиды. Для этого нужен канал.

Как показали экспериментальные работы, глинистая корка может быть нарушена под действием давления (“прострел”) или физико-химических процессов, протекающих на контакте цементный раствор – корка или в самом цементном растворе – камне.

Если глинистая корка (прослойка) отсутствует (рис. 6.16, б), возникает напряженный контакт цементный раствор (камень) – стенка скважины.

Следовательно, речь может идти не о “плохом” контакте между цементным камнем, породой и колонной, а о его отсутствии в связи с наличием прослойки (корки) бурового раствора.

При наличии контакта между указанными поверхностями возникает возможность проявления сил сцепления между ними. Последние определяются сродством материалов, чистотой поверхности, природой материалов, условиями твердения и т.д.

Приведенное указывает на то, что “слабое сцепление” или “недостаточный контакт” – понятия, несовместимые с объяснением природы газопроводящих явлений.

Иногда при объяснении продвижения газа пытаются использовать термины, природа которых или сомнительна (сверхмицеллярная структура, сверхдиффузия и др.), или к рассматриваемому вопросу не имеет прямого отношения.

6.9.1. НЕГЕРМЕТИЧНОСТЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И УЗЛОВ КОЛОННОЙ ГОЛОВКИ

Анализ многочисленных случаев появления газа в межколонном пространстве показывает, что осложнения, возникшие из-за пропусков газа резьбовыми соединениями и узлами колонной головки, происходят чаще, чем вследствие действия других причин. То же было доказано и В.Д. Малеванским.

Однако, учитывая очевидность указанных путей движения газа по газопроводам, авторы не сочли целесообразным более детально рассматривать данный фактор, ограничившись в последующих главах предложениями по профилактике и ликвидации возникших каналов.

6.9.2. О РАДИАЛЬНОЙ ДЕФОРМАЦИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При креплении газовых скважин вопросы контакта цементного камня в обсадной колонне приобретают весьма серьезное значение.

В настоящей работе предпринята попытка дать в общем виде решение задач по определению радиальной деформации обсадной колонны после снятия избыточного давления по истечении срока ожидания затвердения цементного раствора. Вследствие этой деформации может образоваться зазор между цементным камнем и обсадной колонной.

Предположим, что буровой раствор вытеснен из заколонного пространства (по проекту), и цементный камень контактирует непосредственно с наружной поверхностью обсадной колонны. Внешнее давление на колонну остается гидростатическим, равным весу составного столба бурового и цементного растворов.

Цементный камень (особенно в первые сроки) формируется при неравновесном состоянии, что связано с необратимыми деформациями и позволяет считать, что цементная оболочка неупруго деформируется. Тогда “свободная” радиальная упругая деформация обсадной колонны определится следующим образом:

$$\sigma = U_p + U_t, \quad (6.53)$$

где U_p – силовая деформация, определяемая решением известной задачи Ляме для толстостенной трубы; U_t – деформация, определяемая температурными изменениями.

В большинстве районов (а совсем недавно во всех районах) после фиксации момента посадки на стоп-кольцо верхней цементирующей пробки на обсадную колонну создается некоторое избыточное давление.

Пусть p_0 – максимальное давление, создаваемое на устье, а p_1 – давление, до которого оно снижается (давление столба воды или глинистого раствора) (рис. 6.17).

В результате изменения давления внутри колонны на Δp радиальное перемещение наружной поверхности трубы составит

$$U_p = - \frac{2}{E} \frac{a^2 b}{b^2 - a^2} \Delta p. \quad (6.54)$$

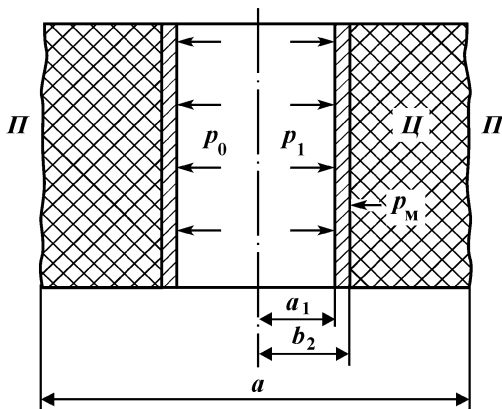


Рис. 6.17. К расчету радиальной деформации обсадной колонны

Здесь a и b – внутренний и наружный диаметры обсадной колонны. Знак минус указывает на то, что перемещение направлено к оси трубы.

Как известно, после спуска обсадной эксплуатационной колонны, как правило, производят не менее одного-двух циклов промывки скважины. Это приводит к охлаждению колонны и стенок в нижней части скважины и нагреванию ее верхней

части. При прокачке цементного раствора и продавочной жидкости температура ствола изменяется. Таким образом, после проведения указанных операций температура по стволу скважины претерпевает значительные изменения, причем с увеличением глубины скважины аномалия охлаждения призабойной зоны до определенной степени увеличивается.

Распределение температуры восходящего потока бурового раствора по стволу скважины можно определить по формуле

$$t_z = \frac{1}{1+k} t_{пл} + \frac{k}{1+k} t_0 + \frac{2\pi\lambda\dot{E}}{VC_p\gamma_p \ln \frac{16\beta_0\tau}{d^2}} \left[\frac{1}{1+k} L^2 - (L-z)^2 \right], \quad (6.55)$$

где d , L – диаметр и глубина скважины; z – осевая координата, т.е. расстояние от устья до рассматриваемого сечения; t_0 – среднегодовая температура пород на поверхности; t_z – текущая температура пород на глубине по геотермическому градиенту; k – коэффициент, зависящий от времени промывки скважины (при длительной промывке k стремится к единице); λ – коэффициент теплопроводности; $t_{пл} = L\dot{E} + t_0$ – первоначальная температура забоя по геотермическому градиенту; $\dot{E}$ – средний геотермический градиент пород по стволу скважины; C_p – теплоемкость раствора; V – подача насосов; β_0 – коэффициент температуропроводности раствора; τ – продолжительность промывки; γ_p – удельный вес раствора.

Во время циркуляции температура стенки скважины практически равна температуре омывающего бурового раствора. В результате значительного притока из массива горных пород и выделения тепла от экзотермической реакции гидратации цемента повышается температура рассматриваемой системы: обсадных труб, цементной оболочки и окружающих горных пород в радиусе теплового влияния.

Поэтому в первом приближении считаем, что в период ОЗЦ наблюдается увеличение температуры не более чем на 15–20 °С от температуры окружающих горных пород на рассматриваемой глубине:

$$t_z = \dot{E}_z + t_0. \quad (6.56)$$

Тогда приращение температуры обсадных труб определится как разность (6.56) и (6.55) плюс 15–20 °С:

$$\Delta t = t_z - t\Delta z. \quad (6.57)$$

Радиальное перемещение наружной поверхности обсадной трубы от последующего снижения температуры на Δt

$$U_t = \alpha \Delta t. \quad (6.58)$$

Подставляя (6.54) и (6.58) в (6.53), определим радиальную деформацию обсадной колонны. Заметим, что $U_t > 0$, а $U_p < 0$. Характерно, что при прочих равных условиях U_t зависит от глубины. Из формул (6.55) и (6.57) следует, что температурная деформация будет увеличиваться по мере уменьшения z , т.е. по мере приближения к устью скважины. Поэтому по мере удаления от устья U_p по абсолютному значению будет немного больше U_t . Зазор между цементным стаканом и обсадной колонной в призабойной зоне может достичь такой величины, что приведет к нарушению сплошности соединения (контакта).

Однако пока нет серьезных оснований считать, что образовавшийся зазор может явиться каналом для движения флюида, даже газа.

Как показывают расчеты, даже без учета упругого перемещения цементного камня зазоры могут изменяться в зависимости от условий ($\Delta p = 5,0 \div 20,0$ МПа, $\Delta t = 10 \div 25$ °С) в пределах $0,01 \div 0,1$ мм.

Однако, несмотря на большие размеры зазора, следует считать необходимым после цементирования, когда цементный раствор еще не превратился в камень, снижать в колонне давление, т.е. стремиться к такому положению, когда $\Delta p = 0$.

6.9.3. ВЛИЯНИЕ ВОЗДУХА, ВОВЛЕЧЕННОГО ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ СКВАЖИН, НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Недостаточно обоснованным следует считать мнение о том, цементный камень имеет повышенную проницаемость вследствие захваченного им при затворении цемента воздуха. Практика показывает, что соединения труб и цементировочной головки герметичны. При затворении цемента захватывается ничтожное количество воздуха. Так, плотность (теоретическая) цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 составляет $1,83 \div 1,85$ г/см³. При затворении чистого цемента (при том же водоцементном отношении) плотность раствора, как правило, не падает ниже $1,81 \div 1,80$ г/см³ (за счет воздуха). Определим объем воздуха в растворе, приведенный к атмосферным условиям:

$$\epsilon = 100 \frac{\rho_{ц} - \rho_0}{\rho_{ц}} = 100 \left(1 - \frac{1,80}{1,85} \right) = 2,7 \, \%.$$

Уже при 10 МПа этот объем воздуха уменьшится в 100 раз ($pV = \text{const}$). Естественно, что такое количество не оказывает сколько-нибудь существенного влияния на плотность цементного камня.

Вместе с тем наличие некоторого объема воздуха, попавшего в буровой раствор, который находится выше цементного раствора, может при определенном объеме создать видимость начала движения газа в заколонном пространстве, а иногда способствовать и снижению давления на пласты.

Однако для обеспечения последнего условия необходима существенная аэрация бурового раствора, чего на практике обычно не происходит.

6.9.4. О ПОНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ ПОСАДКЕ ВЕРХНЕЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ПРОБКИ НА СТОП-КОЛЬЦО

Применительно к цементированию скважины вопросы возможного понижения давления в заколонном пространстве при вхождении верхней цементирующей пробки в стоп-кольцо впервые были рассмотрены Р.И. Шищенко.

Согласно его расчетам давления гидравлического удара в колонне при этом составляют 0,4–0,6 МПа. В заколонном пространстве в то же время возникает гидравлический удар. Давление падает; абсолютная его величина меньше, чем величина повышения давления в колонне вследствие меньшей скорости в заколонном пространстве, меньшей жесткости стенок скважины, изменения профиля ствола и т.д.

Позже А.А. Мовсумовым был рассмотрен случай схождения пробки со стоп-кольцом при большой скорости движения цементного раствора в колонне и высказано предположение о более существенном падении давления в заколонном пространстве.

В.К. Коморин полагал, что в результате посадки верхней цементирующей пробки на стоп-кольцо в заколонном пространстве скважины давление понижается, что может явиться одной из причин поступления газа в скважину и привести к газопроявлению. Экспериментальные работы не проводились, так как моделирование процесса вызывает существенные трудности.

Попытаемся оценить величины снижения давления и время воздействия его в заколонном пространстве в процессе схождения верхней цементирующей пробки со стоп-кольцом.

В рассматриваемом случае для определения понижения давления в заколонном пространстве воспользуемся формулой Н.Е. Жуковского, о возможности применения которой для буровых и цементных растворов говорилось ранее:

$$H = a(c_0 - c_1) / g, \quad (6.59)$$

где H – напор, возникающий в результате остановки потока жидкости, м; c_0 и c_1 – начальная и конечная (составляющая) скорости течения, м/с; a – скорость распространения волны напора в жидкости, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с².

Для конкретных условий скважины уменьшение давления, возникающее при посадке пробки, составит:

$$p = \frac{a_{к.п} Q \gamma_{ц.р.}}{10gS_{к.п}}, \quad (6.60)$$

где $a_{к.п}$ – скорость распространения волны давления в цементном растворе в заколонном пространстве, м/с; Q – производительность агрегатов в момент посадки пробки, м³/с; $\gamma_{ц.р.}$ – удельный вес цементного раствора, гс/см³; $S_{к.п}$ – площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Если известна скорость движения цементного раствора в обсадных трубах $c_{о.т.}$, то формулу (6.60) можно записать следующим образом (В.И. Бондарев):

$$p = \frac{a_{к.п} \gamma_{ц.р} c_{о.т}}{10g} \frac{1}{1 - (d/D)^2}. \quad (6.61)$$

Скорость распространения волны давления в заколонном пространстве можно определить по формуле

$$a_{к.п} = \sqrt{\frac{g}{\gamma_{ц.р} \frac{1}{E_{г.п}} \frac{(1 + \mu_{г.п})^2}{1 - \frac{d^2}{D^2}} + \frac{1}{E_{ц.р}} + \frac{1}{E_{о.т}}} A}, \quad (6.62)$$

где $\mu_{г.п}$, $E_{г.п}$ – коэффициент Пуассона и модуль упругости горных пород, составляющих стенки скважины, кгс/м²; $E_{о.т}$ – модуль упругости материала обсадной трубы, кгс/м²; $E_{ц.п}$ – модуль упругости цементного раствора, кгс/м²; d_0 , d , D – внутренний и наружный диаметр обсадных труб и диаметр скважины (долота), м; A – безразмерный коэффициент, учитывающий изменение размеров обсадной колонны при гидравлическом ударе,

$$A = \frac{2 \left[(1 - \mu_{о.т}) \frac{d^2}{d_0^2} + (1 + \mu_{о.т}) \right] \left(1 + K_m \frac{D^2 - d^2}{d_0^2} \right)}{\left(\frac{d^2}{d_0^2} - 1 \right) \left(\frac{D^2}{d^2} - 1 \right)};$$

$$K = \frac{\gamma_{г.р}}{\gamma_{ц.р}}; \quad m = \frac{a_{о.т}}{a_{к.п}}.$$

Формула (6.62) выведена в соответствии с работами [72, 82, 266].

Анализируя формулу (6.62), нетрудно установить, что $a_{к.п}$ принимает максимальное значение, когда

$$\begin{cases} \gamma_{ц.р}, \mu_{г.п}, & \frac{d}{D} - \min; \\ E_{г.п}, E_{ц.р}, & E_{о.т}, \frac{d}{d_0} - \max. \end{cases}$$

Определим $a_{к.п \max}$ при следующих условиях:

$$\gamma_{ц.р} = 1,40 \text{ гс/см}^3; \quad \mu_{песч} = 0,3;$$

$$E_{г.п} = E_{песч} = 7,5 \cdot 10^9 \text{ кгс/см}^2;$$

$$E_{ц.р} = 2,5 \cdot 10^8 \text{ кгс/м}^2; \quad \mu_{о.т} = 0,3;$$

$$E_{о.т} = 2,07 \cdot 10^{10} \text{ кгс/м}^2; \quad D = 243 \text{ мм};$$

$$d = 146 \text{ мм}; \quad d_0 = 130.$$

Так как в общем случае $K < 1$, $m > 1$, то без большой погрешности можно допустить $K_m \approx 1$.

$$a_{\text{к.п max}} = \sqrt{\frac{9,8}{1400} \frac{1}{\frac{1}{7,5 \cdot 10^9} \frac{(1+0,3)^2}{1 - \left(\frac{146}{243}\right)^2} + \frac{1}{2,5 \cdot 10^8} + \dots \rightarrow}} \dots \rightarrow$$

$$\dots \rightarrow \frac{1}{\frac{1}{2,07 \cdot 10^{10}} + \frac{2 \left[(1-0,3) \frac{146^2}{130^2} + (1+0,3) \right] \left(1 + \frac{243^2 - 166^2}{130^2} \right)}{\left(\frac{146^2}{130^2} - 1 \right) \left(\frac{243^2}{146^2} - 1 \right)}} =$$

$$= 1080 \text{ м/с.}$$

Чтобы определить $a_{\text{к.п min}}$ необходимо задаться:

$$\gamma_{\text{п.р}}, \quad \mu_{\text{г.п}}, \quad \frac{d}{D} = \max;$$

$$E_{\text{г.п}}, \quad E_{\text{ц.р}}, \quad E_{\text{о.т}}, \quad \frac{d}{d_0} = \min.$$

Примем

$$\gamma_{\text{ц.р}} = 2,30 \text{ гс/см}^3;$$

$$E_{\text{г.п}} - E_{\text{г.л}} = 0,5 \cdot 10^9 \text{ кгс/м}^2; \quad \mu_{\text{т.л}} = 0,4;$$

$$E_{\text{ц.р}} = 2,5 \cdot 10^8 \text{ кгс/м}^2; \quad \mu_{\text{о.т}} = 0,3;$$

$$E_{\text{о.т}} = 2,07 \cdot 10^{10} \text{ кгс/м}^2;$$

$$d = 219 \text{ мм}; \quad d_0 = 203 \text{ мм}; \quad D = 269 \text{ мм.}$$

Минимальная скорость распространения волны в заклонном пространстве

$$a_{\text{к.п min}} = \sqrt{\frac{9,8}{2300} \frac{1}{\frac{1}{0,5 \cdot 10^9} \frac{2(1+0,4)}{1 - \left(\frac{219}{269}\right)^2} + \frac{1}{2,5 \cdot 10^8} + \dots \rightarrow}} \dots \rightarrow$$

$$\dots \rightarrow \frac{1}{\frac{1}{2,07 \cdot 10^{10}} + \frac{2 \left[(1-0,3) \frac{219^2}{203^2} + (1+0,3) \right] \left(1 + \frac{269^2 - 219^2}{203^2} \right)}{\left[\left(\frac{219}{203} \right)^2 - 1 \right] \left[\left(\frac{269}{219} \right)^2 - 1 \right]}};$$

$$a_{\text{к.п min}}^* = 416 \text{ м/с.}$$

Следует учесть, что $a_{к.п.}$ может быть еще меньше, чем найденное нами $a_{к.п. \min}$. Это зависит от значения модуля упругости горных пород $E_{г.п.}$.

Определим максимальное понижение давления при посадке пробки на стоп-кольцо. Для этого зададимся:

$$a_{к.п. \max} = 1080 \text{ м/с};$$

$$\gamma_{п.р} = 1,4 \text{ гс/см}^3;$$

$$c_{о.т} = 2 \text{ м/с};$$

$$d = 146 \text{ мм}; \quad D = 243 \text{ мм};$$

$$p_{\max} = \frac{1080 \cdot 1,4 \cdot 2}{10 \cdot 9,8} \frac{1}{1 - \left(\frac{146}{243}\right)^2} = 48 \text{ кгс/см}^2 = 4,8 \text{ МПа}.$$

Минимальное понижение давления при $a_{к.п. \min} = 416 \text{ м/с}$; $\gamma_{ц.р} = 2,3 \text{ гс/см}^3$; $c_{о.т} = 0,1 \text{ м/с}$; $d = 219 \text{ мм}$; $D = 269 \text{ мм}$

$$p_{\min} = \frac{416 \cdot 2,3 \cdot 0,1}{10 \cdot 9,8} \frac{1}{1 - \left(\frac{219}{269}\right)^2} = 3,0 \text{ кгс/см}^2 = 0,3 \text{ МПа}.$$

Поскольку предполагается, что в рассмотренных выше примерах учитываются одновременно все факторы, увеличивающие или уменьшающие (крайние случаи) возникающее при остановке пробки давление, интересно определить понижение давления для реального, наиболее часто встречающегося случая.

Примем $\gamma_{ц.р} = 1,65 \text{ г/см}^3$; $E_{г.п.} = E_{\text{песч}} = 1,5 \cdot 10^9 \text{ кгс/м}^2$; $\mu_{\text{песч}} = 0,3$; $E_{ц.р.} = 2,5 \cdot 10^8 \text{ кгс/м}^2$; $E_{о.т} = 2,07 \cdot 10^{10} \text{ кгс/м}^2$; $\mu_{о.т} = 0,3$; $d = 146 \text{ мм}$; $d_0 = 130 \text{ мм}$; $D = 214 \text{ мм}$; $c_{о.т} = 0,4 \text{ м/с}$.

Тогда

$$a_{к.п.} = \sqrt{\frac{9,8}{1650} \frac{1}{\frac{1}{1,5 \cdot 10^9} \frac{2(1+0,3)}{1 - \left(\frac{146}{214}\right)^2} + \frac{1}{2,5 \cdot 10^8} + \dots} \dots} \rightarrow$$

$$\dots \rightarrow \frac{1}{\frac{2 \left[(1-0,3) \frac{146^2}{130^2} + (1+0,3) \right] \left(1 + \frac{214^2 - 146^2}{130^2} \right)}{2,07 \cdot 10^{10} \left(\left(\frac{146^2}{130^2} - 1 \right) \left(\frac{214^2}{146^2} - 1 \right) \right)}} = 816 \text{ м/с}.$$

* Если подсчитать $a_{о.т}$ и, определив $m = \frac{a_{о.т}}{d_{к.п.}}$, вычислить во втором приближении $a_{к.п.}$, то окажется, что $a_{к.п.} = 394 \text{ м/с}$, т.е. значения почти одинаковы. Уточнять нет смысла, так как значение $E_{г.п.}$ принято условно.

Понижение давления в кольцевом пространстве

$$p_{\text{к.п}} = \frac{816 \cdot 1,65 \cdot 0,4}{10 \cdot 9 \cdot 8} \frac{1}{1 - \left(\frac{146}{214}\right)^2} = 10,2 \text{ кгс/см}^2 = 1,02 \text{ МПа}.$$

Если допустить, что обсадная колонна постоянного диаметра спущена в скважину, пробуренную долотами одного размера, то время действия первой фазы пониженного давления, подсчитанного по формулам (6.60), (6.61),

$$\tau = 2L_{\text{скв}}/a_{\text{к.п}}, \quad (6.63)$$

где $L_{\text{скв}}$ – глубина скважины или длина спущенной обсадной колонны.

Следует учитывать, что пользоваться этой формулой можно тогда, когда колонна спущена до забоя скважины. В противном случае в открытом стволе возникнут колебания давления, которые будут искажать картину; время действия пониженного давления при этом изменится.

То же произойдет и в том случае, когда цементный раствор не будет поднят в заколонном пространстве до устья, если обсадная колонна составлена из труб различного диаметра, если ствол скважины ступенчатый или сложен из пород, значительно отличающихся своими упругими свойствами ($E_{\text{г.п}}$).

Во всех этих случаях приведенный выше способ оценки ожидаемых давлений не даст точных результатов. При необходимости следует прибегнуть к более подробным расчетам, в которых будут учтены все перечисленные выше факторы.

Из формулы (6.62) можно определить время понижения давления в течение первой фазы гидравлического удара.

Во второй, третьей и т.д. фазах пониженное давление будет возникать вновь, чередуясь с повышенным давлением. Величину этих колебаний можно определить путем соответствующих расчетов.

Итак, наибольшее понижение давления наступает при максимальной скорости волны давления, но время действия этого давления снижается. Так, если глубина скважины $L = 1200$ м, то время действия фазы при $p_{\text{max}} = 4,8$ МПа составит

$$\tau = 2 \cdot 1200 / 1080 = 2,2 \text{ с}.$$

Время действия фазы при $p_{\text{min}} = 0,3$ МПа составит

$$\tau = 2 \cdot 1200 / 416 = 5,8 \text{ с}.$$

Поэтому эффект действия пониженного (повышенного) давления на пласт, может быть, следовало бы оценить величиной $p\tau$ (в $\frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \cdot \text{с}$).

Для реального случая время действия фазы пониженного давления (1,02 МПа) составит ($L = 2000$ м)

$$\tau = 2 \cdot 2000 / 816 = 4,9 \text{ с}.$$

Бесспорно, за столь непродолжительное время понижение давления на 1,02 МПа в заколонном пространстве не сможет возбудить пласт и вызвать газопроявлений.

6.9.5. РОЛЬ ЯВЛЕНИЙ ДИФФУЗИИ В ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПОСЛЕ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Поступление газа в цементный раствор и камень иногда связывается с явлениями диффузии. Рассмотрим три случая диффузии газа.

I. Газ диффундирует из пласта в цементный раствор, контактирующий непосредственно с газовыми объектами.

II. Газ диффундирует в воду, находящуюся в цементном камне в результате ее избытка.

III. Газ диффундирует в имеющуюся глинистую корку (или буровой раствор), находящуюся между цементным раствором (или камнем) и породой. Этот случай рассматривался ранее.

Первый случай. Явление диффузии газа из пласта в скважину изучено недостаточно. Р.И. Шищенко было показано, что скорости диффузии и количество диффундирующего газа в единицу времени в заглинизированной скважине весьма невелики и поэтому за короткое время процесса схватывания цементного раствора эти факторы не могут быть причинами возникновения быстрых заколонных проявлений после цементирования. Кроме того, к концу цементирования пласт часто подвергается еще большему гидростатическому давлению за счет превышения плотности цементного раствора над буровым (обратные случаи не рассматриваем).

Второй случай. С известными допущениями цементный раствор можно представить как пористую среду, заполненную водой. Однако если подходить строго к начальным условиям задачи, то следует отметить, что поры до известной степени заполнены водой, которая, являясь иммобилизованной, в большей степени абсорбирована поверхностью цементного камня. С течением времени твердения количество “свободной воды” несколько уменьшается.

Тем не менее предположим, что пористая среда заполнена водой. Тогда можно сравнить поставленную задачу с решенной [43].

С целью определения дальности и продолжительности диффузии газов в обводненные пески (скелет) были поставлены специальные экспериментальные работы. Такое решение задачи о проникновении газа в воду, находящуюся в пористой среде, – весьма сложное. По аналогии с [43] можно подойти приблизительно к таким результатам.

Вычисления показывают, что из газового (“метанового”) пласта с давлением метана 10,0 МПа через 1 см² поверхности внутрь обводненного цементного камня (при $D = 3,3 \cdot 10^{-6}$ см²/с и $\beta = 9 \cdot 10^{-3}$) за год может продиффундировать всего несколько кубических сантиметров.

Весьма интересны расчеты по диффузии газа в законтурные обводненные песчаники, проведенные ВНИИГНИ [43].

Расчеты проводились по формуле

$$Q = 2C_k \sqrt{Dt / \pi}, \quad (6.64)$$

где Q – полное количество газа, продиффундировавшего из залежи в обводненную породу через 21 см² сечения за время t ; C_k – приконтурная концентрация.

Из газовой залежи с давлением метана 10,0 МПа через 1 см² поверхности за 1 млн лет внутрь обводненного пласта (с приведенными выше D и

* В действительности β и D имеют меньшие значения.

β^*) может продиффундировать 10 тыс. см³ метана. При этом в обводненной породе на границе с залежью возникает концентрация этого газа, равная 0,9 см³ на 1 см³.

При решении задачи принималось, что газоотводящая поверхность залежи плоская и вертикальная, а процесс горизонтального перемещения газов из залежи в обводненную зону представляет собой одномерную диффузию. При этом предполагались однородность диффузионной среды и постоянство концентрации мигрирующего газа в залежи.

Диффузия газов с более высокими плотностями будет проходить медленнее, так как коэффициент диффузии обратно пропорционален корням квадратным из плотностей газов.

Резюмируя сказанное, можно считать, что диффузия газа в содержащуюся в цементном камне воду чрезвычайно мала и не представляет никакой опасности с точки зрения газопроявлений.

6.9.6. СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ

В литературе седиментационные процессы не связываются с возможностью образования каналов в цементном растворе при его твердении в заколонном пространстве. Однако этот вопрос является предметом полемики.

Седиментационные процессы в цементном растворе и их влияние на возможность газопроявлений должны рассматриваться, исходя из следующих условий:

- 1) возможности происхождения седиментационных процессов как таковых в конкретных реальных условиях проводки скважин;
- 2) понижения давления на пласт в процессе формирования цементного камня до значений ниже пластового;
- 3) возникновения и формирования каналов в заколонном пространстве (в предположении, что оно полностью заполнено цементным раствором).

Если седиментационные процессы могут проходить по глубине скважины, возможно понижение давления на пласт до гидростатического в результате того, что активным составляющим в системе цемент – вода останется вода, а раствор “проницаем”.

Опыты показывают, что чистый цементный раствор с водоцементным отношением 0,5, залитый в длинные (до 2 м) стеклянные трубки диаметром 20–130 мм, твердеет без ярко выраженных седиментационных процессов. В верхней части наблюдается водоотстой цементного раствора.

Подобные явления происходят в местах перегибов трубки.

Водоотстой цементного раствора определяется рядом факторов, главными из которых являются водоцементное отношение, природа цемента, его водоудерживающая способность, удельная поверхность и др.

При водоцементном отношении 0,5 осаждения цемента в цементном растворе, залитом в стеклянные трубки различных диаметров и длины, практически не наблюдалось (цемент Новороссийского завода). Однако отмечалось немало случаев значительной фазовой неустойчивости цементных растворов.

Весьма часто цементирование скважин осуществляется цементно-песчаными растворами, седиментация частиц которых выше.

Для изучения седиментации песка различной крупности и плотности использовали растворы со значительными сроками схватывания (начало

Таблица 6.22

Физико-механические свойства камня утяжеленных шлаков

Номер по порядку (сверху)	Расстояние сверху, мм	Предел прочности на сжатие, МПа	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Пористость, %	Объемная масса, г/см ³	Плотность, г/см ³
Шлак: магнетитовый песок (1:1), растекаемость 19,5 см, плотность 2,14 г/см ³						
1	0–60	3,56	1,16	–	1,37	–
2	60–110	1,41	79,40	37,50	2,05	–
3	110–182	2,35	105,2	35,32	2,15	–
4	182–246	1,97	–	36,79	2,15	3,24
5	246–316	2,96	218,61	37,42	2,10	3,24
6	316–369	3,28	32,84	35,26	2,11	–
7	369–426	2,35	34,07	36,70	–	3,22
8	426–478	4,53	102,72	36,32	–	3,21
9	478–530	1,98	–	–	–	–
10	530–588	2,94	14,32	35,32	35,54	2,05
Шлак: песок кубанский (1:1), растекаемость 20 см, плотность 1,99 г/см ³						
1	0–68	0,93	1,78	49,15	1,48	2,36
2	68–141	1,93	649,92	35,51	1,78	2,74
3	141–217	2,30	302,23	34,82	1,85	2,37
4	217–279	1,76	–	–	1,81	2,39
5	279–353	2,29	155,13	35,84	1,84	2,72
6	353–402	4,80	180,34	35,66	1,86	2,30
7	402–479	1,78	203,8	34,96	1,85	2,35
8	479–540	2,41	7,28	34,57	–	2,30
9	540–570	2,98	–	–	–	2,73

схватывания медленно схватывающихся шлаковых растворов в комнатных условиях составляли более 14 сут). Последние заливали в стеклянные трубки диаметром 28–33 мм и высотой 800–1000 мм. Соотношение шлака и добавки составляли 1:1. Растекаемость по конусу АзНИИ подбиралась 16 и 20 см. После 75 сут твердения трубки разбивали, из затвердевшего цилиндра по высоте (№№ сверху) выпиливали образцы для определения предела прочности на сжатие, проницаемости, пористости и объемной массы (табл. 6.22).

Предел прочности образцов по номерам сверху донизу не уменьшался. В комнатных условиях прочность шлакопесчаного камня была бы ниже, чем выше было содержание песка, так как последний в данном случае является инертным наполнителем, а понижение количества вяжущего в смеси должно привести к уменьшению прочности.

Несмотря на использование для гидроразрыва в опытах крупнозернистого песка и тяжелого кварцево-магнетитового песка (плотность 3,05 г/см³), их осаждения не наблюдалось. Об этом свидетельствует характер изменения других параметров камня. Колебания в величине проницаемости были значительны. Общий характер распределения проницаемости указывает на отсутствие седиментации песка в каждом из растворов.

Аналогичные опыты были проведены с цементом и песком. Песок отсеивали по фракциям, смешивали с цементом в различных соотношениях и затворяли водой, количество которой подбирались до растекаемости 17–18 см. Раствор заливали в трубки диаметром 40 мм и высотой 1500 мм. После 48 ч твердения трубки разбивались, выпиливали образцы по высоте через каждые 10–15 см, которые затем испытывали (табл. 6.23).

Из табл. 6.23 следует, что характер изменения предела прочности выпиленных по высоте цилиндров из чистого и цементно-песчаного камня

Таблица 6.23

Изменение механической прочности двухсуточных образцов из цементно-песчаного цилиндра, МПа

Номер по по- рядку (сверху)	Высота цилиндра, мм						
	1,15–0,6			0,6–0,3		меньше 0,3	
	Соотношение цемента и песка						
	1:0	2:1	1:1	2:1	1:1	2:1	1:1
1	11,0	11,0	8,1	10,3	9,0	10,1	9,4
2	10,0	11,0	9,4	10,5	8,2	10,8	8,2
3	10,4	10,2	8,3	10,8	7,5	11,2	8,9
4	10,7	11,4	8,1	10,2	9,5	11,1	9,2
5	10,5	10,9	9,0	11,2	9,0	10,9	9,3
6	11,2	11,2	9,4	11,0	9,0	11,3	9,0
7	11,6	11,5	9,0	11,4	9,1	11,1	9,1

примерно одинаков, что указывает на отсутствие заметной осаждаемости песка.

С целью уточнения отдельных вопросов происхождения седиментационных процессов в цементно-песчаных растворах были поставлены дополнительные опыты. Методика работ была качественно изменена: был расширен ассортимент труб по диаметру (28, 32, 45 и 110 мм); цементно-песчаный раствор выдерживался до момента начала схватывания, после чего осаждение песка уже не могло происходить вследствие приобретения раствором прочной структуры. После наступления момента начала схватывания определяли количество песка в каждой зоне труб через 100 мм. Высота труб была равна 1000 мм. Опыты проводили в комнатных условиях при температуре 22–24 °С. Максимальные диаметры труб были выбраны в связи с предполагаемой возможностью большего осаждения песка.

Из тампонажного цемента Новороссийского завода с удельной поверхностью 4200 см²/г и кубанского кварцевого песка с удельной поверхностью 470 см²/г приготавливали смесь состава 2:1. Полученный раствор имел плотность 1,93 г/см³ при растекаемости 18 см. Начало схватывания раствора 7 ч, конец – 13 ч. Песок предварительно просеивали через сито с ячейкой 0,25 мм. В опытах использовали песок, не прошедший через указанный размер ячейки.

По истечении 7 ч (начало схватывания) из трубок отбирали пробы по 100 г загустевшего цементно-песчаного раствора через интервалы 20 см, начиная сверху. Пробу промывали через сито с тем же размером ячейки 0,25 мм. Остаток на сите ранее промытого песка характеризовал количество неосевшего песка на данном интервале. По расчету количество песка в 100 г раствора должно составлять 22,5 г. Фактическое распределение песка в каждой зоне показано на диаграмме (рис. 6.18) и графике (рис. 6.19).

Анализ данных показал, что песок практически не осаждался. Небольшие отклонения от расчетных величин объяснялись недостаточно тщательным отмыванием песка или прохождением части мелких зерен через ячейки сита.

Цементно-песчаный раствор испытывали также на прорыв через него газа на описанной установке со стеклянными трубками. Снизу к цементно-песчаному раствору подводился газ с давлением, большим давления столба раствора. В процессе твердения раствора и после него газ не проходил через столб смеси.

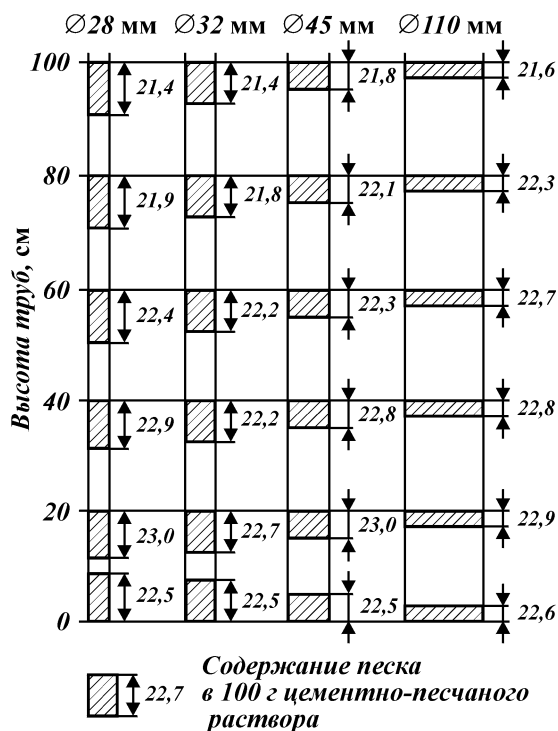


Рис. 6.18. Диаграмма распределения песка по высоте столба цементного раствора

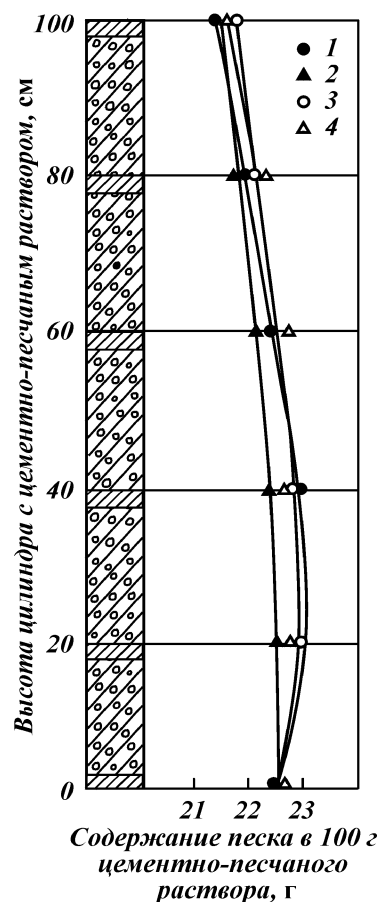


Рис. 6.19. График распределения песка по высоте столба цементного раствора при различном диаметре труб: 1 — 28 мм; 2 — 32 мм; 3 — 45 мм; 4 — 110 мм

Проведенная работа показала, что газопроявления не могут объясняться седиментационными процессами, так как они в тампонажных растворах практически весьма слабо выражены вследствие возникновения структуры раствора, не способствующей образованию каналов и не являющейся причиной понижения противодействия на пласты, если используются цементы с высокой удельной поверхностью (типа Новороссийского цемента). Однако цементы относительно более грубого помола приводят к возникновению каналов, частью значительных.

В цилиндрах на контакте цементного раствора со стенкой сосуда могут образоваться вертикальные каналы.

Внешняя сторона явления заключается в том, что через некоторое время в сосуде, в который помещен цементный раствор, начинается восходящее движение воды цементного раствора, которое заканчивается в относительно короткие сроки. Результат такого движения — образование по всей высоте сосуда в основном вертикальных каналов, более проницаемых, чем окружающая масса цементного раствора, не участвовавшая в таком движении. Это седиментация твердой фазы раствора.

Время формирования канала в цементном растворе составляет от нескольких минут до нескольких десятков минут. Оно зависит от угла наклона

сосуда, его диаметров, времени перемешивания (движения), количества раствора, его свойств. Данное явление присуще и другим вяжущим материалам (например, нефелино-песчаному, мелановому) и тесно связано с вязкостью (текучестью) и водоотдачей (водоудерживающей способностью цементного раствора).

После окончания затворения возникает ранняя структура цементного раствора, имеющая незначительную прочность, что и является первым фактором, обуславливающим начало процесса образования каналов.

По А.И. Бережному, проникновению газа по образовавшимся каналам на устье скважины, по всей вероятности, способствует следующее:

а) газ из пласта поступает в каналы в результате диффузии, которая в вертикальной плоскости ускоряется тем, что плоскость жидкости, заполняющей каналы, близка к единице, а сечение каналов по сравнению с сечением цементного кольца незначительно;

б) в некоторых скважинах сумма гидростатических давлений столбов жидкости над цементным раствором и в каналах в цементном растворе ниже пластового давления газа, что способствует прямому выдавливанию газом жидкости из образовавшихся каналов.

Автор противоречит сам себе, отмечая, что это главная причина газопроявлений. Показывая на примерах “сложность” поведения цементного раствора в закрытых системах сложной конфигурации, он иллюстрирует возникновение “каналов” только в “конусных” местах (с сужением кверху) сосудов. В цилиндрических местах или местах, где нет конусности, описанное явление наблюдать не удается.

Нами неоднократно повторялись опыты А.И. Бережного. На основании проведенной работы можно сделать следующие выводы.

1. Процесс образования каналов в цементном растворе, залитом в наклонные трубки, в некоторых случаях проявляется. Если удельная поверхность цемента менее $2500 \text{ см}^2/\text{г}$, каналообразование резко возрастает ($B/\Pi = 0,5$).

2. Более часто этот процесс проявляется при использовании цементно-песчаных смесей.

3. Для образования каналов необходимо наклонить стеклянную трубку под определенным углом. В некоторых случаях каналы образуются при малых углах и не возникают при больших, иногда – наоборот.

4. Не происходит образования каналов при углах наклона трубок $15-25^\circ$, если в цементный раствор добавляется некоторое количество бентонита (глины). Однако, как показывает практика, и в случае применения цементно-бентонитовых растворов происходят газопроявления.

На рис. 6.20 показаны “каналы” в цементном камне (а) и “каналы”, заполненные известью (б), выделившейся в процессе твердения цементного раствора. Образцы извлечены из стенда, пребывавшего 48 ч на глубине около 1000 м в экспериментальной скважине.

Насыщение каналов, заполненных водой, газом, по А.И. Бережному, происходит за счет диффузии последнего, что неточно.

Как известно, для насыщения раствора газом явно недостаточно того времени, за которое прослеживаются газопроявления в процессе ОЗЦ или вскоре после него.

Кроме того, твердение цементного раствора в скважине происходит:

а) после прохождения им сложного и большого пути (перемешивания, отжатия части воды в пласты, перемешивания с частью глинистого раствора и т.д.);

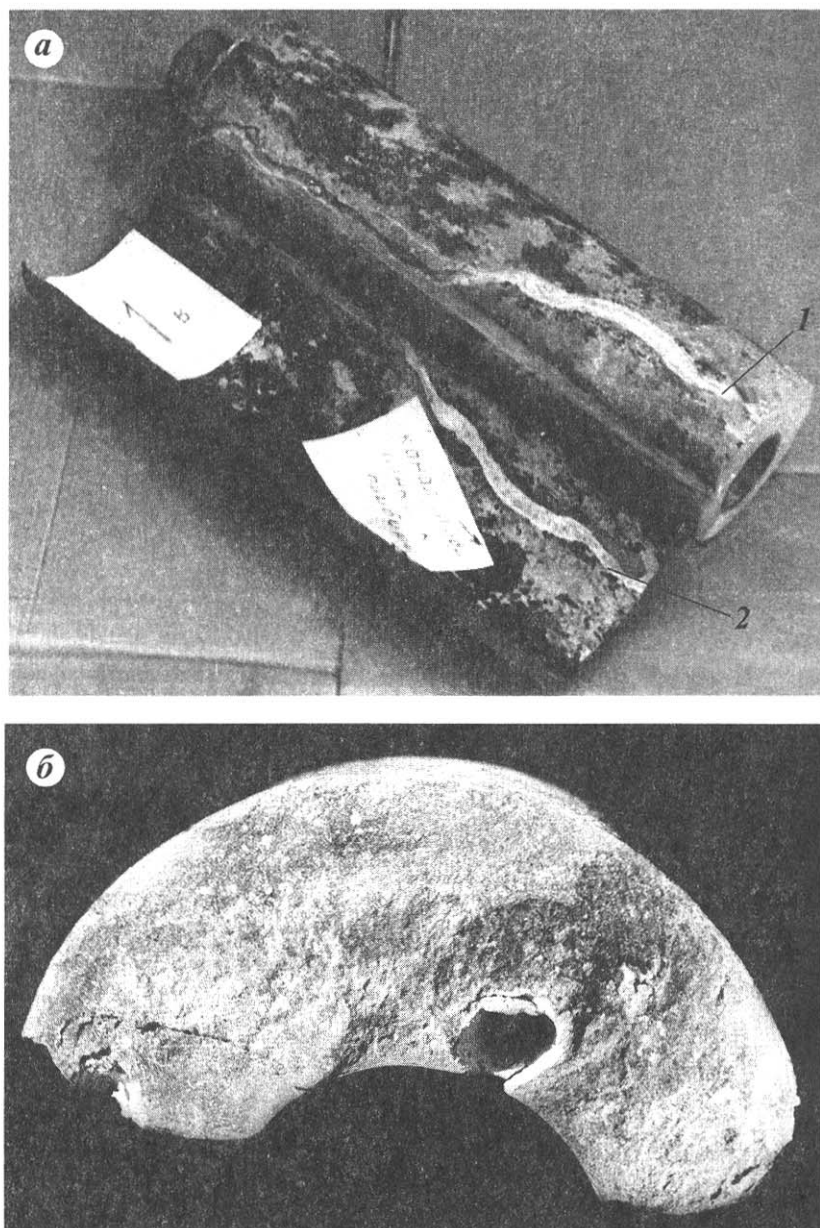


Рис. 6.20. Каналы (1, 2) в цементном камне (а, б) и каналы, заполненные известью, выделившейся в процессе твердения цементного раствора и заполнившей образовавшийся канал (в)

б) в различных условиях температуры и давления и т.д.

Эти факторы, бесспорно, существенно влияют на процесс образования структуры, изменяющейся по продолжительности и интенсивности с глубиной скважины.

Поэтому, не отвергая возможность образования в отдельных случаях

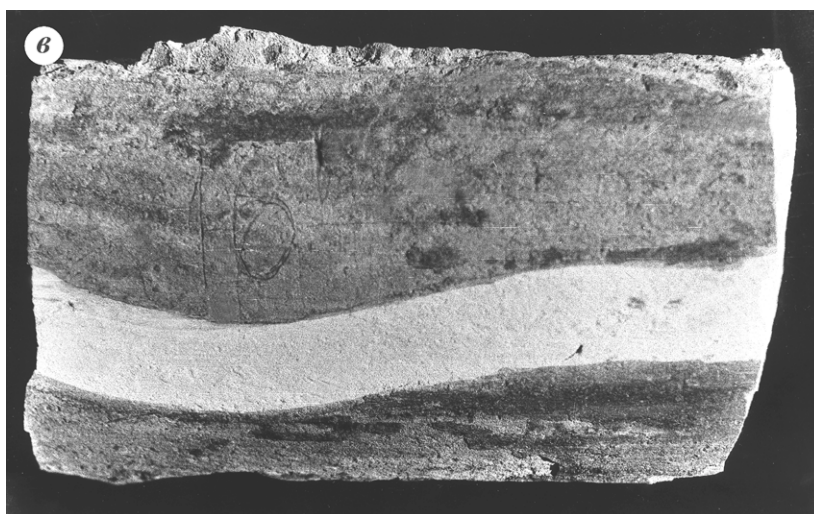


Рис. 6.20. Продолжение

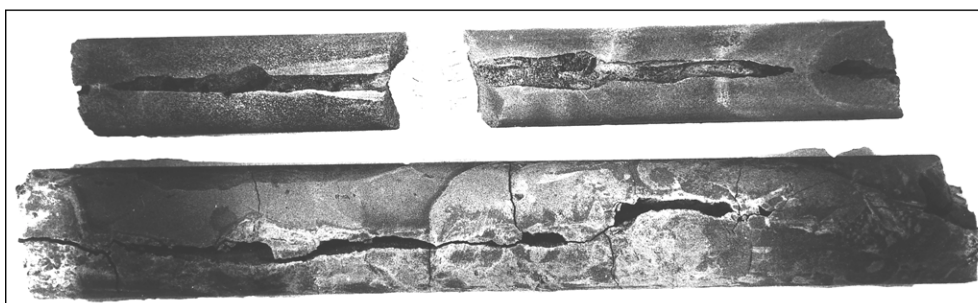


Рис. 6.21. Каналы в цементном камне, твердевшем в стеклянных трубках с буровым раствором

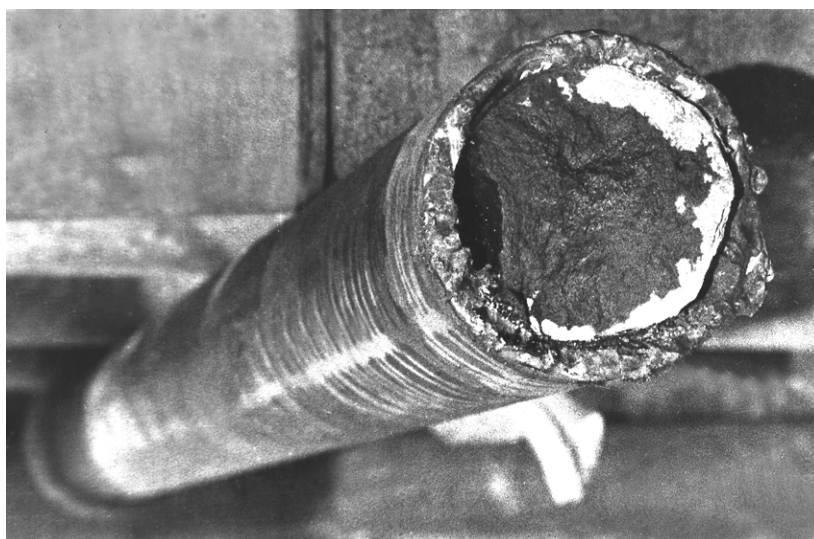


Рис. 6.22. Канал в цементном растворе-камне в трубах, поднятых из скважины



Рис. 6.23. Канал в цементно-глинистом растворе, затвердевшем в трубах в скважине

каналов, нельзя согласиться с точкой зрения А.И. Бережного, что эти факторы – одна из основных причин возникновения газопроявлений.

Каналы, возникающие за счет седиментации твердой фазы, возникают и развиваются не только в лабораторных условиях в стеклянных цилиндрах (рис. 6.21) при комнатной температуре (в варианте чистого цементного раствора и цементно-песчаных смесей), но и в промышленных условиях (рис. 6.22, 6.23). Характерный случай, объясняемый только седиментационной неустойчивостью тампонажного раствора, произошёл на скв. 674 Хаян-Корт (Грознефть). Тампонажный утяжеленный магнетитовым песком шлаковый раствор остался в 114-мм буровых трубах. После разборки колонны канал в шлакопесчаном растворе в трубах оказался длиной несколько десятков метров.

6.9.7. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Одной из многочисленных гипотез, объясняющих причину возникновения газопроявлений, считают большое водоцементное отношение. В.Г. Цейтлин пишет, что при подаче давления на образцы цементного раствора после того, как было установлено начало их схватывания, в течение 2–3 мин они были непроницаемы. В дальнейшем с увеличением времени подачи агента проницаемость образцов увеличилась. Резкое, скачкообразное, увеличение проницаемости произошло после того, как из образца отфильтровалась “избыточная вода”. Автор считает, что в связи с высоким водоцементным отношением давление в еще не затвердевшей цементной массе создает гидростатическое давление на пласт, а газ, давление которого несколько больше, свободно проходит до устья, после чего начинается газопроявление. Начальное поступление газа автор объясняет диффузией.

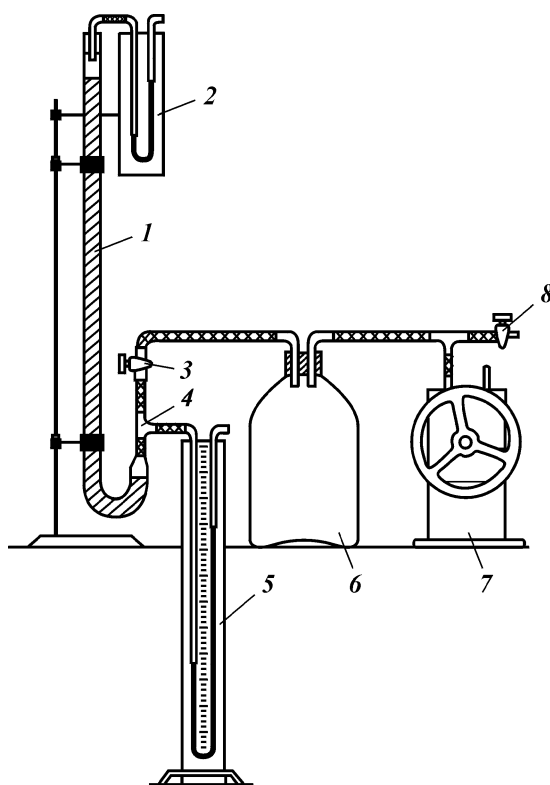


Рис. 6.24. Экспериментальная установка для исследования возможных путей газопроявлений

Абсурдность предположения очевидна: к концу схватывания раствора диффузия едва проявится.

Другие исследователи одной из причин газопроявлений считают высокую водоотдачу цементного раствора. Они полагают, что проницаемость жидкого раствора в период гидратации бесконечно большая. Через раствор может свободно фильтроваться газ.

Нами указывалось, что большая водоотдача является одной из причин межпластовых перетоков. Однако для прохождения газа через цементный раствор, точнее — для вытеснения воды из него газом, необходимо значительное избыточное давление, которое не может выражаться превышением давления, характерным для газовых

пластов с аномально высоким давлением. За редким исключением оно превышает гидростатическое (водяное) всего на 15–20 %. Тем не менее высокая водоотдача может способствовать продвижению любого флюида, в первую очередь газа, через цементный раствор.

С целью изучить рассматриваемый вопрос была собрана специальная установка, состоящая из следующих узлов (рис. 6.24). Стеклообразная U-образная трубка (диаметры трубок 42 и 25 мм) меньшим коленом через тройник 4 соединялась с ртутным манометром 5 и при помощи двухходового крана 3 — с буферной смесью 6 и насосом Камовского 7, работавшим через выкидной сосок и создающим давление. Двухходовой кран 8 использовался для регулирования давления в системе (для его уменьшения).

Подготовительная работа сводилась к следующему. После установления герметичности всей системы цементный раствор определенного состава заливался в трубку 1, а пространство между уровнями цементного раствора (малое колено) и ртути в манометре 5 заполнялось водой. Над цементным раствором в большем (левом) колене оставалось атмосферное давление. Трубка 1 соединялась с водяным манометром 2. При закрытом кране 3 в системе насосом 7 создавалось давление, которое после открытия крана 3 передавалось на цементный раствор в меньшем колене.

Опыты проводились с растворами при различных водоцементных отношениях (0,45; 0,5; 0,6) в комнатных условиях (температура воздуха 21–23 °С). Использовался цемент Новороссийского завода “Октябрь”, удовлетворяющий требованиям ГОСТ 1581–97.

Зная, что давление, создаваемое столбом загустевшего цементного раствора в малом канале, снижается до гидростатического приблизительно через 4–5 ч, указанное время мы приняли за начало опыта.

При принятых высоте трубки 1 и плотности цементного раствора при наличии воды в меньшем колене расчетная величина гидростатического давления составила 82,5 мм рт. ст.

Через 4 ч 15 мин после заливки цементного раствора (водоцементное отношение 0,5) в системе создали давление, приблизительно в 4 раза превышающее гидростатическое (т.е. 320 мм рт. ст.) с выдержкой в течение 1 ч. Изменений в трубке с цементным раствором не наблюдалось. Затем создали давление 500 мм рт. ст., т.е. превышающее гидростатическое (водяное) примерно в 6 раз. Результат остался прежним. Давление в водяном манометре 2 (см. рис. 6.24) осталось равным нулю.

Учитывая, что при повышении водоцементного отношения до 0,6 эффект вытеснения воды газом может иметь большую вероятность, цементный раствор в трубке 1 сменили на более жидкий.

Избыточное давление стали создавать значительно раньше наступления момента снижения общего давления до гидростатического.

Давление, создаваемое столбом цементного раствора, составляло 133 мм рт. ст.

Через 15 мин выдержки на столб цементного раствора создали давление, приблизительно в 1,25 раза больше, т.е. 169 мм рт. ст. После выдержки в течение 10 мин было замечено повышение давления в водяном манометре 2 на 1 мм рт. ст. (в пересчете на давление ртути). Через 10 мин установили, что столб еще жидкого цементного раствора был сдвинут и, естественно, давление в водяном манометре поднялось до 3 мм рт. ст.

Дальнейшее повышение давления после выдержки в течение 1 ч приводило к перемещению цементного столба, что способствовало повышению давления в водяном манометре.

Для удержания столба цементного раствора сверху, т.е. предотвращения его перемещения, в верхней части U-образной трубки был поставлен тканевый фильтр 4 и припаяна чаша 3 с отводом 2 для сбора фильтрата (воды) цементного раствора (рис. 6.25). В трубку 1 был залит цементный раствор с водоцементным отношением 0,6 при растекаемости более 25 см и плотности 1,74 г/см³.

Давление на ртутном манометре при этом установилось 155 мм рт. ст. После выдержки в течение 1 ч 30 мин в системе создали давление 89 мм рт. ст., равное гидростатическому. В течение 10 мин притока воды не отмечалось. Через 1 ч 40 мин после начала опыта давление на цементный раствор повысили до 155 мм рт. ст., т.е. до давления, созданного в начале опыта столбом цементного раствора. После выдержки в течение 10 мин вода в чаше не появилась (см. рис. 6.25).

По истечении 2 ч с момента заливки цементного раствора давление увеличили до 230 мм рт. ст., т.е. до значения, в 1,5 раза превышающего давление столба цементного раствора. После 30 мин наблюдения результат получили тот же.

С целью проверки перетоков воды через цементный раствор при небольших давлениях¹ был проведен эксперимент с U-образной трубкой диаметром 25 мм и одинаковой длиной колен (рис. 6.26).

¹ При больших перепадах давления наблюдается переток.

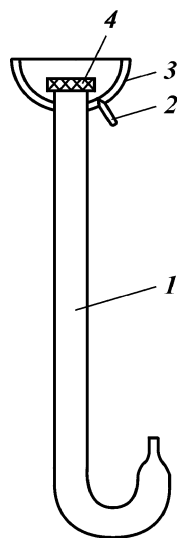


Рис. 6.25. Экспериментальная схема процесса вытеснения воды из цементного раствора

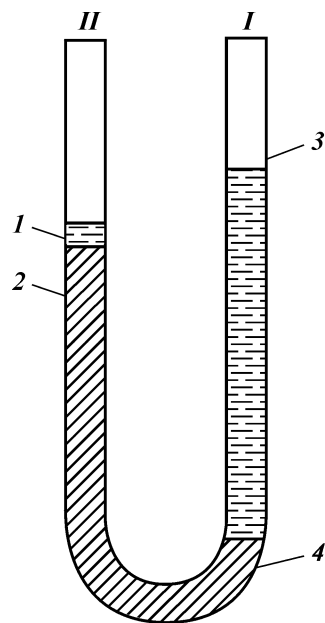


Рис. 6.26. Схема проверки перетока воды через цементный раствор при небольших давлениях:

1 – уровень отстоя воды в колене II; 2 – уровень цементного раствора в колене II; 3 – уровень долитой воды в колене I; 4 – уровень цементного раствора в колене I после залива воды

Цементный раствор при водоцементном отношении 0,6 заливали в U-образную трубку. В колено I выше его уровня заливали воду, которая создавала перепад давления. При небольшом количестве цементного раствора получился переток воды. Но уже после того, как было залито 100 см^3 цементного раствора и 100 см^3 воды в колено, переток воды практически отсутствовал.

Через 30 мин уровень воды в колене II поднялся на 1 мм. Цементный раствор (с учетом водоотстоя) в колене II остался на уровне 2.

Аналогичные результаты были получены при ступенчатом доливе воды: вначале было залито 100 см^3 , затем через 10 мин еще 50 см^3 . Результаты оказались близкими к описанным при повышении водоцементного отношения, увеличился только отстой воды.

Расчеты показывают, что при проницаемости твердеющего цементного раствора (камня) около 1 мкм^2 для прохождения через него газа (разумеется, поры при этом должны быть свободны от воды) потребуется несколько суток. За это время цементный раствор превращается в камень, проницаемость которого при температуре $40\text{--}100^\circ\text{C}$ уменьшается до $0,005\text{--}0,001 \text{ мкм}^2$ и меньше. При качественно новом состоянии камня на перемещение газа потребуется значительно большее время. Следовательно, газопроявления и выбросы в процессе ОЗЦ нельзя объяснить большой “проницаемостью” твердеющего цементного раствора (камня) вследствие присутствия “избыточной” воды.

Таким образом, можно заключить, что для продвижения газа (замене

щения воды газом) в начавшем загустевать цементном растворе при значительной его проницаемости на лабораторных моделях требуются давления, в несколько раз превышающие давления, создаваемые весом столба цементного раствора.

6.9.8. ИЗМЕНЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ И ФЛЮИД ПЛАСТА ПРИ ТВЕРДЕНИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

Возникновение газопроявлений и фонтанов в процессе ОЗЦ часто объясняют снижением давления на пласт при загустевании и твердении тампонажного раствора. Одни исследователи полагают, что цементный раствор заливается, и давление на пласты падает, другие считают, что в результате образования структуры раствора давление на забой определяется только гидростатическим столбом воды, находящейся в порах загустевающего и твердеющего тампонажного раствора.

Практика требует детального уточнения влияния рассмотрения факторов и выявления причин, способствующих понижению давления при загустевании и твердении раствора.

При рассмотрении изменения давления у забоя скважины применительно к газопроявлениям следует учитывать, что цементный раствор практически не проникает в пористый пласт без гидроразрыва, фильтроваться может только вода раствора; цементный раствор проходит только в трещины и каналы. Поэтому следует различать два давления: давление на скелет (каркас) пласта и давление на флюид. Эти давления будут различными в зависимости от времени ОЗЦ.

Что следует понимать под давлением на пласт. При заполненной буровым раствором скважине давление в точке A определится высотой столба и плотностью бурового раствора (рис. 6.27).

Когда скважина заполнена буровым или цементным раствором (коллоидным раствором или суспензией), активное давление передается на пласт (опору) и на флюид пласта. Пласт как опора воспринимает давление всей своей поверхностью, и, естественно, чем выше взята рассматриваемая точка на его поверхности, тем ниже давление.

В случае замещения бурового раствора цементным давлением (в МПа) в точке A изменяется (как правило, возрастает) вследствие того, что изменяется удельный вес жидкости, составляющей столб:

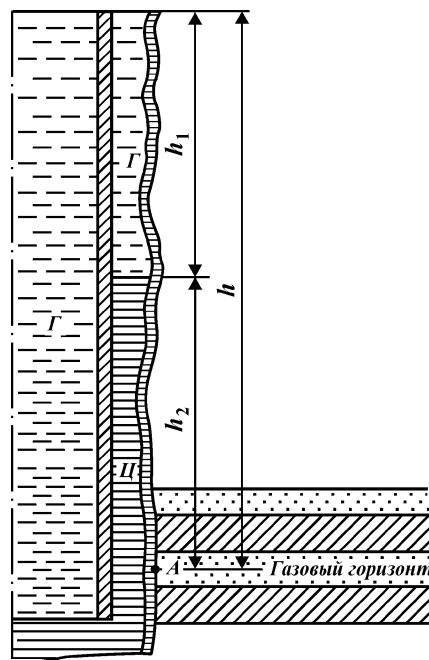


Рис. 6.27. Схема расположения цементного и промывочного растворов в скважине после цементирования

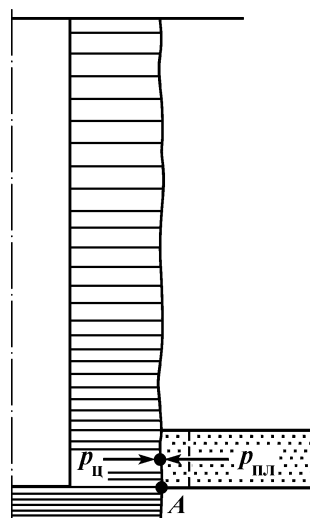


Рис. 6.28. Активное давление цементного раствора на скелет пласта

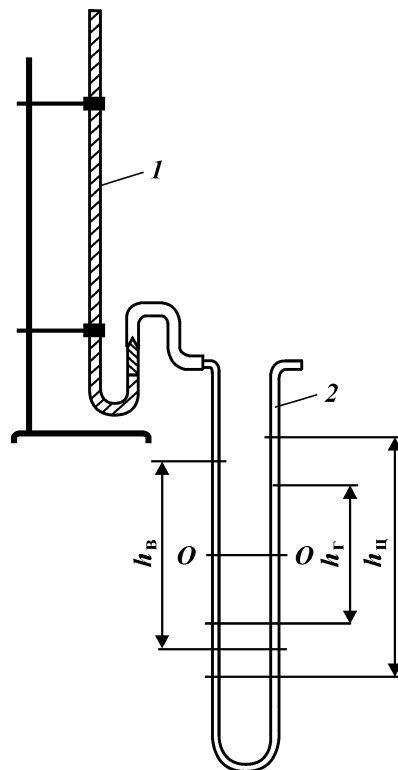


Рис. 6.29. Экспериментальная установка для исследования изменения давления на флюид пласта при загустевании и твердении цементного раствора

$$p = p_1 + p_2 = \frac{1}{10} (h_1 \gamma_1 + h_2 \gamma_2). \quad (6.65)$$

Это давление на пласт и флюид пласта будет активным. Цементный скелет еще не схватившегося раствора фильтрует через себя воду, создавая указанное активное давление. Флюид не сможет найти “каналов” в столбе жидкости для выхода и продвижения вверх. Проникновение газа ограничится диффузией его в жидкость.

Давление на скелет пласта остается почти постоянным, так как цементный раствор затвердевает практически без изменения объема.

Наши опыты показывают, что при твердении растворов, приготовленных из обычных тампонажных портландцементов в герметически запаянных колбах, образцы расширяются, в результате чего разрушаются колбы. Это расширение очень мало, оно фиксируется стеклянными колбами. С течением времени давление в точке A может повыситься за счет релаксации напряжений в массиве горных пород.

Итак, для нашей схемы будем считать, что цементный раствор (с известными допущениями) твердеет без изменения объема, и, следовательно, давление на скелет пласта остается постоянным¹ (наличие глинистой корки исключается).

¹ В действительности большое влияние оказывают температурные изменения, колебания давления и т.д.

Иначе обстоит дело с давлением, передаваемым на флюид пласта. Давление на поверхности пласта в точке *A* (рис. 6.28) будет равно весу столба цементного раствора.

Давление столба бурового или цементного раствора на флюид пласта изменяется в зависимости от различных факторов и в первую очередь от расстояния точки от стенки скважины в глубь пласта, физико-механических свойств глинистой корки, пористости и проницаемости пласта, водоотдачи бурового и цементного растворов и т.д. В настоящее время этот вопрос изучается. В общем случае можно сказать, что давление на флюид пласта у стенок скважины равно давлению, создаваемому столбом бурового или цементного раствора; в некотором удалении от ствола скважины оно равно пластовому.

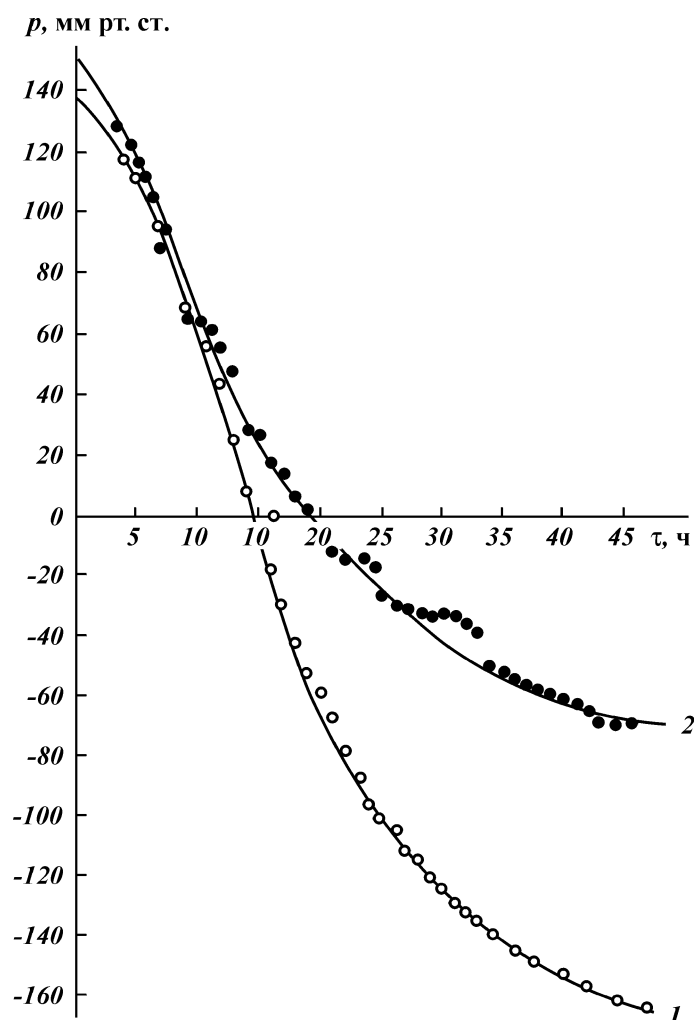


Рис. 6.30. Изменение давлений в процессе загустевания и твердения цементного раствора:
1 – цементный раствор с В:Ц = 0,5; 2 – цементно-бентонитовый раствор состава 3:2

Разберем схему изменения давления на флюид пласта при загустевании и твердении цементного раствора.

На рис. 6.29 показана установка, на которой проводились описываемые опыты. В трубку 1 был залит цементный раствор и через воду (в малом колене) давление передавалось на ртутный манометр 2. Через некоторое время давление $h_{ц}$ начало падать, снижаясь до значения $h_{гидр}$, затем до нулевой отметки, и, наконец, стало отрицательным.

Причина этого явления – контракция, способствующая развитию вакуума на поверхности загустевающего и твердеющего раствора.

На рис. 6.30 показан характер падения давления на флюид пласта при твердении цементного и цементно-бentonитового растворов при комнатных условиях. Даже при столь низких температурах эффект понижения давления отмечается почти сразу же после наполнения трубки 1 (см. рис. 6.29) цементным раствором.

Этот факт объясняется по-разному.

В.Т. Сурков полагает, что перераспределение гидростатического давления в скважине, заполненной цементным раствором, происходит вследствие уплотнения цементных частиц против проницаемых пластов и образования сверхмицеллярной структуры. При этом цементные частицы, находящиеся в растворе, выходят из взвешенного состояния и образуют пористую среду с непрерывно уменьшающейся проницаемостью.

Другие исследователи объясняют это явление тем, что в цементном рас-

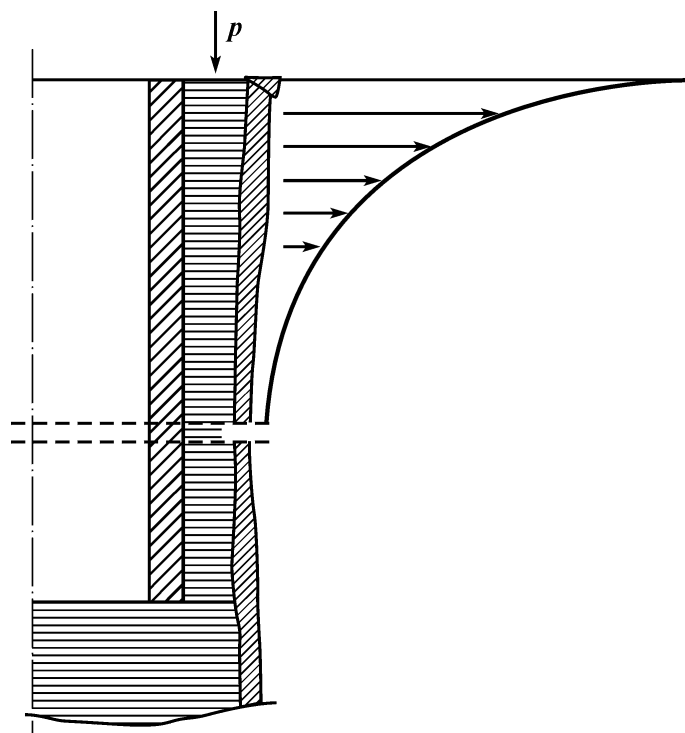


Рис. 6.31. Схема распределения давления в загустевшем или затвердевшем цементном растворе заколонного пространства скважины

творе в состоянии покоя сразу же начинается процесс седиментации первичных частиц цемента, который сопровождается образованием в пересыщенном водном растворе пространственной кристаллической решетки (скелета), прочность которой постепенно увеличивается во времени. Они приходят к выводу, что боковое давление столба цементного раствора на стенки скважины, складывающееся из гидростатического давления воды и горизонтальной составляющей давления образовавшейся структуры, будет уменьшаться по мере схватывания и твердения цементного раствора. Введение ускорителей (CaCl_2), как следует из их данных, ускоряет снижение давления.

Не вдаваясь в точность выводов работ, отметим, что основной причиной кажущегося понижения давления (точнее, снижения давления, способствующего прохождению флюида в цементный раствор – камень) является контракция цемента при его гидролизе и гидратации.

После схватывания цементного раствора давление, приложенное на устье в заколонном пространстве, уже не действует на пласт, даже если проницаемость цементного камня будет достаточно высокой, так как на передачу этого давления требуется определенное время. Давление воспринимается только верхним участком заколонного цементного кольца, причем направления распределяются, вероятно, по схеме, близкой к представленной на рис. 6.31, и могут несколько перераспределяться во времени.

6.9.9. ПРОНИЦАЕМОСТЬ КАМНЯ ИЗ ТАМПОНАЖНОГО ЦЕМЕНТА

При сплошном заполнении заколонного пространства с полным замещением бурового раствора цементным переток газа может происходить только через цементный камень, если проницаемость его высока и перепад давления достаточен.

Известно, что в результате действия различных температур и давлений при твердении цементного раствора проницаемость камня изменяется. Большое значение при этом имеет водоцементное отношение, количество и природа наполнителей и срок твердения камня.

Было изучено изменение газопроницаемости цементного камня, твердевшего при различных температурах и давлениях в течение от 12 до 168 ч (табл. 6.24).

На основании данных табл. 6.24 построены графики зависимости проницаемости цементного камня от температуры, давления и срока твердения (рис. 6.32).

Таблица 6.24

Изменение проницаемости цементных образцов, твердевших при различных температурах и давлениях

Время твердения, ч	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²				
	$T = 22,$ $p = 1$	$T = 75,$ $p = 0,1$	$T = 110,$ $p = 30,0$	$T = 140,$ $p = 40,0$	$T = 200,$ $p = 50,0$
6	—	—	4,00	15,20	75,00
12	44,50	1,40	2,50	34,00	68,00
24	19,00	0,46	1,50	38,00	63,00
48	7,20	0,44	1,45	40,00	65,00
96	2,53	0,37	1,39	45,60	66,00
168	1,70	0,29	1,44	46,45	68,20

Примечание. T – в °C, p – в МПа.

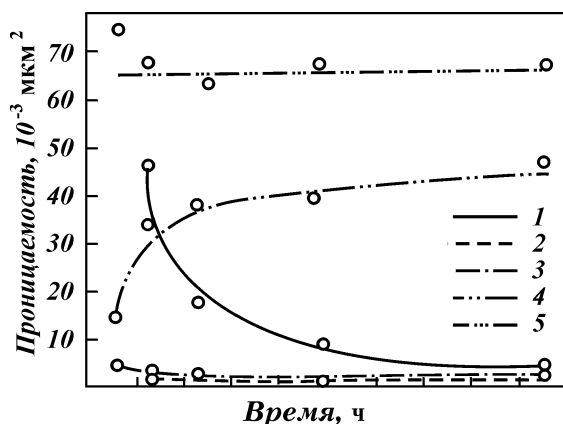


Рис. 6.32. Изменение проницаемости цементных образцов при различных сроках и условиях твердения:

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5
Температура, °С.....	22	75	110	140	200
Давление, МПа		300		400	60

Из анализа данных следует, что с увеличением возраста наблюдается снижение проницаемости цементных образцов, твердевших при температурах 22 и 75 °С, причем темп снижения проницаемости у образцов, твердевших при 22 °С, больше, чем у образцов, твердевших при 75 °С.

С повышением температуры от 75 до 110 °С и увеличением давления до 30,0 МПа проницаемость образцов несколько возрастает. К 4–7 сут проницаемость стабилизируется. Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсивному росту проницаемости. Так, при температуре 140 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость цементного камня с увеличением срока твердения возрастала.

При температуре 200 °С и давлении 50,0 МПа проницаемость образцов из цементного камня оставалась приблизительно постоянной и равной 0,06–0,07 мкм² для конкретного цемента и различных сроков твердения.

Таким образом, при температурах до 100–110 °С портландцементные растворы затвердевают в камень с низкой проницаемостью, что не может быть причиной перетока газа из одного объекта в другой.

При более высоких температурах (> 130 °С) и давлениях проницаемость портландцементного камня резко возрастает (0,03–0,08 мкм²). В последнем случае, если перепады давления достаточны, а расстояния между газовым объектом и горизонтами-резервуарами небольшие, вполне возможно начало развития движения газа. При установившемся движении каналы увеличиваются.

Таблица 6.25

Влияние водоцементного отношения на проницаемость камня

Состав раствора, кг			Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²					
цемент	песок	вода	T = 130, p = 40,0		T = 150, p = 40,0		T = 170; p = 40,0	
			Время твердения, сут					
			2	7	2	7	2	7
100	—	35	1,20	1,93	6,10	6,35	—	7,70
100	—	45	2,20	2,55	12,80	14,6	21,6	21,6
100	—	50	2,25	3,13	25,5	24,2	32,3	37,0
100	33	50	—	—	—	—	—	3,75
100	50	50	—	—	—	—	—	1,87
100	—	55	3,50	5,95	29,3	32,1	41,7	41,4
100	100	55	—	—	—	—	—	1,40
100	—	60	4,35	9,48	56,3	—	51,4	69,5
100	—	70	6,22	12,7	78,4	64,0	79,5	86,3
100	—	80	10,7	22,2	86,0	92,4	100,6	83,2
100	—	90	20,3	—	98,40	145,6	158,9	158,2

Примечание. T – в °C; p – в МПа.

Примечание. T – в °С; p – в МПа.

На изменение проницаемости портландцементного камня существенное влияние оказывает водоцементное отношение, введение добавок и наполнителей.

В табл. 6.25 приведены данные о влиянии водоцементного отношения на проницаемость цементного камня, твердевшего при различных условиях.

Из этой таблицы следует, что через 2 сут твердения при температуре 130 °С и давлении 40,0 МПа проницаемость камня из новороссийского цемента (по воздуху) составляла всего 0,00225 мкм² (при водоцементном отношении 0,5); с увеличением температуры до 150 и 170 °С проницаемость увеличивается до 0,06–0,08 мкм², что указывает на необходимость более тщательного контроля за плотностью в случае использования чистых портландцементов для цементирования глубоких высокотемпературных скважин.

При более высоких температурах и содержании значительного количества воды в растворе (80–90 %) проницаемость камня достигала 0,10–0,15 мкм². Бесспорно, цементный камень с указанной проницаемостью не может быть тампоном. Газ по нему, как и по каналу, может перемещаться в соседние горизонты.

6.9.10. ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА ВОЗМОЖНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ (КОРРОЗИЯ, СУФФОЗИЯ)

Плотный непроницаемый цементный камень, качества которого не снижаются под действием различных факторов (температуры, давления и т.д.), очень устойчив к агрессивным водам вследствие необъемного (поверхностного) разрушения и отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, в таких случаях лучше сохраняются.

При определенных условиях проницаемость цементного камня является причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

Фильтрация 5%-ного водного раствора сернокислого натрия при температурах несколько более 100 °С не вызывала закупорки пор цементного камня. С увеличением времени прокачивания проницаемость камня повышалась. При низких температурах (22 °С) после возобновления прокачивания 5%-ного водного раствора сернокислого натрия через 24 ч количество фильтровавшейся жидкости снизилось с 24 до 3 см³/см² (перепад давления 2,5 МПа), что указывало на увеличение плотности портландцементного камня.

Твердение цементно-бентонитовых смесей состава 3:1 при температуре 60 °С способствует уменьшению проницаемости образцов в коррозионной среде (близкой по составу к пластовым водам) в течение 3–6 мес. Проницаемость образцов состава 2:1 увеличилась, а из шлаковых смесей при этом уменьшилась. Известь за весь срок твердения выщелачивалась незначительно (около 10 %) по сравнению с исходными концентрациями СаО в смесях.

При температурах около 130 °С и давлениях 20,0–30,0 МПа проницаемость возрастает и достигает сотых значений квадратных микрометров, что, несомненно, может способствовать прохождению газа при соответствующих перепадах давления и высоте столба цементного раствора между продуктивным горизонтом и коллектором.

Однако времени на образование таких каналов (если они могут являться каналами для движения газа) требуется значительно больше, чем срок ожидания затвердевания цементного раствора в затрубном пространстве.

Цементно-бентонитовые смеси составов 3:1 и 2:1 в условиях длительного твердения при температуре 100 °С в коррозионной среде имеют проницаемость в пределах 0,0015–0,0023 мкм, водопроницаемость при перепаде в 0,2 МПа равна нулю.

Проницаемость цементно-песчаных смесей после твердения в условиях коррозионной среды при высоких температурах и давлениях близка к нулю.

На основании изложенного выше можно сделать вывод, что проницаемость тампонажного камня не может быть причиной газопроявлений в процессе цементирования, ОЗЦ или сразу после него даже при ее увеличении вследствие воздействия коррозионных вод.

6.9.11. УСАДКА И ОБРАЗОВАНИЕ ТРЕЩИН В ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ [216] И ВЛИЯНИЕ ИХ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Физико-химические процессы схватывания и твердения портландцемента сопровождаются после небольшого, обычно не фиксируемого расширения усадкой, выражающейся в уменьшении внешнего объема твердеющего цемента, что приводит к увеличению прочности и одновременно пористости, а в некоторых случаях – к перенапряжению структуры и частичному разрушению цементного камня.

Несмотря на значительное количество работ, посвященных усадке цементного камня, физико-химическая природа этого явления недостаточно ясна.

В.И. Кравченко, систематизировав представления многих авторов, рассматривает три вида усадки: 1) физическую (вследствие испарения избытка воды); 2) химическую (вследствие связывания воды гидратными новообразованиями); 3) термическую (вследствие постепенного охлаждения бетона при уменьшении скорости тепловыделения).

О.Н. Мчедлов-Петросян и Л.Г. Филатов, обобщая современные физико-химические представления о механизме процессов схватывания и твердения вяжущих, обуславливают усадку цементного камня сочетанием и взаимосвязью физико-химических и физико-механических явлений, происходящих в твердеющем цементном растворе и камне.

Величина усадки зависит от прочности кристаллизационных контактов, степени гидратации, удельной поверхности цемента, водоцементного отношения и времени твердения.

Внутренние напряжения, при которых возникают усадочные трещины, зависят не только от величины усадки, но и от возраста, модуля упругости и ползучести цементного камня.

По данным Н.А. Мощанского [268], усадка цементного камня при твердении не превышает 0,03 %.

С.Н. Назаров на основании опытов с кувасайским цементом в автоклаве считает, что в период гидратации из раствора выделяется максимальное количество воды. По мере образования кристаллического каркаса (твердения) цементный камень снова начинает поглощать ранее выделившуюся воду.

При непрерывном удалении выделившейся воды и дальнейшем термостатировании образца под давлением, как правило, цементный камень получа-

ется трещиноватым и пористым. Механическая прочность такого цементного камня в 3–4 раза меньше, чем при нормальном водоцементном отношении. Трещины, получаемые в цементном камне во время твердения последнего в нормальных условиях при отсутствии воды, могут быть каналами для продвижения флюидов, в первую очередь газа, давая начало газопроявлениям.

По данным К.В. Сахновского, величина усадочных деформаций для чистого цементного камня, твердевшего на воздухе в течение 5 лет, составила около 3 мм на 1 м. Для бетонов, твердевших 1 год, – примерно 0,2–0,4 мм на 1 м. Усадка увеличивается пропорционально логарифму времени (как и прочность бетона).

Анализ литературных источников показывает, что не происходит усадки камня цементных растворов, твердеющих в гидротермальных условиях при давлении; в некоторых случаях происходит их существенное расширение.

Лабораторными работами доказано, что при высоких температурах (75–150 °С) и давлениях (20,0–50,0 МПа) извлечение образцов из форм, предварительно смазанных машинным маслом, сопряжено с трудностями. Образцы цементного камня, затвердевшие в тех же условиях, отделяются от колец Вика, как правило, после ударов молотком по специальной наставке. Все эти и подобные случаи указывают на то, что твердение цементного раствора и камня происходит без усадки.

Более того, процесс твердения цементного раствора в цилиндрах, в нижнюю часть которых подведен газ, последний не проникает в верхнюю часть, а происходит его поглощение за счет контракционных изменений. В многочисленных экспериментальных работах подобного типа не было ни одного случая проникновения газа через цементный камень за счет возникших при этом трещин или усадочных явлений.

6.9.12. КОНТРАКЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ

Величина контракции является функцией минералогического состава испытуемого цемента, водоцементного отношения и условий твердения.

Разряжение, возникающее на поверхности цементного камня, способствует всасыванию воды, нефти, газа.

В.В. Некрасов считает, что при подсчетах и оценке наблюдаемой величины контракции для большинства обычных портландцементов можно с достаточной степенью точности принимать расчетную величину контракции равной 7–9 мл (округленно 8 мл) на 100 г цемента; графики нарастания контракции, построенные по данным, которые получены в процессе твердения портландцементов, показывают, что для цементов высших марок контракция к 28 дням при водоцементном отношении 0,5 достигает 50–65 % предельной величины и в дальнейшем ее нарастание сильно замедляется.

Табл. 6.26 [83] дает представление о контракции цементов различных типов.

При установлении величины контракции имеет значение масштабный фактор как по массе раствора, так и по величине поверхности.

Процесс замера поглощения воды или величины разрушения затрудняется вследствие повышенных температур в скважинах.

Нами изучались вопросы поглощения воды цементными растворами при высоких температурах и давлениях. В опытах не учитывались погрешности,

Таблица 6.26

Контракция различных цементов

Цемент	Добавка CaCl_2 , %	Контракция (в см^3 на 100 г цемента) в течение времени гидратации, сут					
		3	7	28	90	180	360
Алитовый	1	3,5	4,4	6,0	6,3	6,7	6,8
Белитовый	1	1,0	1,5	2,7	4,0	5,0	5,4
Алюминатный без добавок	0	9,6	11,0	13,0	14,6	13,4	12,1
Алюминатный с CaCl_2	8	6,4	7,4	8,2	9,6	9,9	10,0
Алюмоферритный	4	5,0	6,9	9,8	11,2	11,7	11,8
Завода "Гигант"	2	3,8	5,4	8,1	8,7	8,6	7,9
Завода "Комсомолец"	1	3,6	5,2	6,7	7,1	7,3	7,4
Алюминатный с 15 % гипса	0	13,4	15,8	19,4	22,2	22,3	22,4

вызванные указанными выше причинами, поэтому полученные данные занижены.

Установка (рис. 6.33) состоит из автоклава 4 и крышки 3, в кармане которой помещается термометр 2. Для заливки цементного раствора в автоклав устанавливалась форма 5 емкостью 750 мл. Объем автоклава с обвязкой до вентиля 6 составляет 1930 мл. Падение давления фиксировалось манометром 1, соединенным через переводник 7 с крышкой автоклава 3.

Перед опытами производилась калибровка манометра с целью установления количества удаляемой через вентиль воды при снижении давления от 40,0 МПа до 0, при температурах от комнатной до 90 °С. Замер осуществлялся через каждые 1,0 МПа.

В соответствии с калибровочными кривыми определялся эффект контракции по снижению давления. Перед каждым опытом из всей системы удалялся воздух.

В автоклав помещалась форма 5 с испытуемым цементным раствором, автоклав наполнялся водой, герметизировался. Предварительный нагрев его

позволял в течение короткого времени довести температуру до заданного значения. Затем по снижению давления определялось количество поглощаемой твердеющим цементным раствором воды.

В практике крепления скважин расходуется цемента (для "чистых" цементных растворов с водоцементным отношением 0,5) больше, что составляет 1220 кг на 1 м³ при плотности смеси 1,83 г/см³. Тогда в растворе, в котором было взято 1220 кг на 1 м³, контракция составляет 98 л на 1 м³.

Определим количество поглощаемой воды столбом цементного кольца, ограниченного 146-мм и

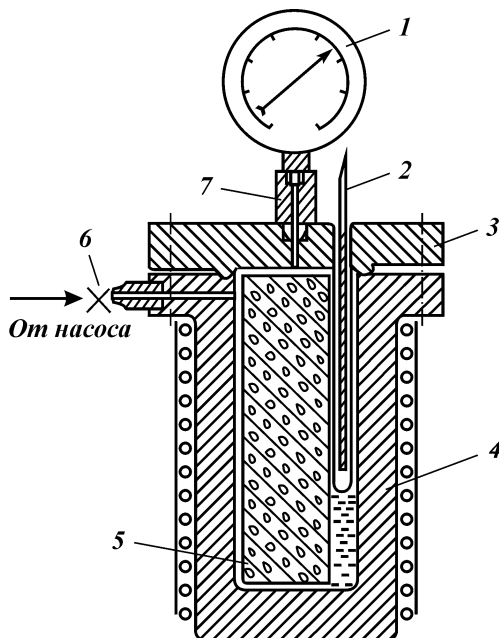


Рис. 6.33. Установка для определения поглощения воды твердеющими цементными растворами

273-мм обсадными колоннами. Площадь кольцевого пространства составляет

$$0,785[(0,273 - 2 \cdot 0,012)^2 - 0,146^2] = 0,032 \text{ м}^2.$$

Объем по длине 1 м составляет 0,032 м³. В этом объеме содержится $1220 \cdot 0,032 = 39$ кг цемента.

Для данного количества цемента в смеси контракция составит $39 \cdot 0,08 = 3,12$ л. Соответственно для объема по длине 10, 100 и 1000 м она будет равна 31,2, 312 и 3120 л.

Все подсчитанные величины контракции допускаются при полной гидратации цемента без учета скорости прохождения ее в зависимости от минералогического состава цемента и условий окружающей среды (температуры, давления, химического состава воды и пр.).

Проведенные исследования по определению количества поглощенной воды тампонажными смесями при значениях температуры от комнатной до 125 °С позволяют определить количество поглощенной воды объемами цементных растворов, заключенных в кольцевое пространство между трубами.

Диаметры труб, мм.....	114 и 168	168 и 219	219 и 273	146 и 245	168 и 273	146 и 273
Количество поглощенной воды, м ³	0,007	0,008	0,011	0,022	0,027	0,032

Соотношение вяжущее: наполнитель принято 3:1 с целью возможности сопоставить влияние добавок-наполнителей на подсасывающую способность смесей.

Введение добавок-наполнителей в растворы (песок, бентонитовая глина) снижает контракционную (поглотительную) способность цементов.

По данным табл. 6.27 видим, что при введении песка контракционный эффект снижается меньше, чем при добавке бентонитовой глины (с некоторым повышением водоцементного отношения).

В равных объемах растворов соотношения 3:1 содержится различное количество цемента, наполнителя и воды.

Таблица 6.27

Количество поглощенной воды 1 м цементных растворов различных составов при различной температуре

Объем 1 м, м³	Состав смеси	Количество поглощенной воды, л, через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
Т е м п е р а т у р а 75 °С							
0,007	I	0,043	0,133	0,187	0,242	0,281	0,314
	II	0,040	0,144	0,148	0,169	0,210	0,253
	III	0,035	0,098	0,125	0,148	0,170	0,212
0,008	I	0,050	0,150	0,215	0,275	0,325	0,360
	II	0,045	0,130	0,160	0,190	0,240	0,290
	III	0,040	0,110	0,145	0,170	0,195	0,240
0,011	I	0,070	0,205	0,295	0,380	0,450	0,495
	II	0,065	0,180	0,220	0,260	0,330	0,400
	III	0,055	0,150	0,200	0,235	0,270	0,330
0,022	I	0,140	0,410	0,590	0,760	0,900	0,990
	II	0,130	0,360	0,440	0,520	0,660	0,800
	III	0,110	0,300	0,400	0,470	0,540	0,660
0,027	I	0,175	0,535	0,750	0,965	1,140	1,260
	II	0,155	0,440	0,570	0,650	0,810	0,970
	III	0,135	0,380	0,485	0,570	0,680	0,820
0,032	I	0,200	0,600	0,860	1,100	1,300	1,440
	II	0,185	0,530	0,680	0,775	0,960	1,160
	III	0,160	0,440	0,680	0,680	0,780	0,960

Продолжение табл. 6.27

Объем 1 м, м³	Состав смеси	Количество поглощенной воды, л, через					
		1 ч	5 ч	10 ч	15 ч	20 ч	24 ч
Т е м п е р а т у р а 100 °С							
0,007	I	0,087	0,489	0,259	0,338	0,393	0,448
	II	0,073	0,164	0,203	0,256	0,300	0,331
	III	0,069	0,151	0,191	0,243	0,283	0,320
0,008	I	0,100	0,215	0,295	0,385	0,450	0,540
	II	0,084	0,188	0,230	0,292	0,345	0,380
	III	0,080	0,172	0,220	0,280	0,330	0,370
0,011	I	0,140	0,290	0,395	0,530	0,620	0,700
	II	0,120	0,260	0,315	0,390	0,475	0,525
	III	0,110	0,235	0,300	0,380	0,440	0,490
0,022	I	0,280	0,490	0,700	1,060	1,240	1,400
	II	0,240	0,520	0,630	0,780	0,950	1,050
	III	0,220	0,470	0,600	0,760	0,880	0,980
0,027	I	0,325	0,600	0,910	1,360	1,570	1,780
	II	0,295	0,540	0,770	0,960	1,160	1,290
	III	0,270	0,510	0,735	0,930	1,090	1,200
0,032	I	0,400	0,860	1,190	1,540	1,800	2,040
	II	0,350	0,760	0,920	1,160	1,360	1,520
	III	0,320	0,720	0,880	1,120	1,340	1,440
Т е м п е р а т у р а 125 °С							
0,007	I	0,122	0,276	0,342	0,402	0,494	0,584
	II	0,093	0,213	0,278	0,351	0,402	0,474
	III	0,008	0,203	0,258	0,309	0,352	0,394
0,008	I	0,140	0,315	0,390	0,455	0,560	0,675
	II	0,107	0,242	0,318	0,402	0,460	0,540
	III	0,100	0,323	0,295	0,353	0,402	0,450
0,011	I	0,190	0,435	0,540	0,625	0,770	0,930
	II	0,146	0,324	0,436	0,551	0,632	0,743
	III	0,137	0,320	0,405	0,485	0,550	0,620
0,022	I	0,380	0,870	1,080	1,250	1,540	1,900
	II	0,292	0,648	0,870	1,100	1,260	1,480
	III	0,270	0,640	0,810	0,970	1,100	1,240
0,027	I	0,520	1,100	1,365	1,600	1,980	2,340
	II	0,360	0,820	1,070	1,350	1,550	1,800
	III	0,335	0,785	0,995	1,190	1,350	1,520
0,032	I	0,560	1,160	1,560	1,830	2,250	2,720
	II	0,420	0,965	1,270	1,620	1,840	2,130
	III	0,400	0,924	1,180	1,420	1,610	1,800
Примечание. Условные обозначения: I – цементный раствор с В:Ц = 0,5; II – цемент:песок = 3:1; III – цемент:глина = 3:1.							

Результаты экспериментальных работ показывают, что контракция тем больше для смесей, чем выше содержание цемента в смеси.

При рассмотрении данных таблиц следует учитывать, что все величины получены для определенной партии цемента Новороссийского завода. Для цемента других партий значения перечисленных величин могут несколько разниться.

6.9.13. ФОРМИРОВАНИЕ КАНАЛОВ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ В ПРОЦЕССЕ ТВЕРДЕНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА-КАМНЯ

Изучение промысловых данных и результатов лабораторных исследований дает возможность сделать вывод о наличии в скважине глинистой корки и языков бурового (глинистого) раствора после окончания цементирования.

В практике работ контор капитального ремонта скважин наблюдается подъем цементного раствора, закачиваемого под давлением в заколонное пространство, где ранее произошел прорыв верхних вод на высоту до 150–200 м и более. Указанное свидетельствует о том, что в зацементированном стволе скважины остаются каналы, заполненные буровым раствором.

Эксперименты, проведенные в лабораторных и на натурных скважинах, дают представление о характере формирования и структуры цементного камня. В частности, характерным было состояние цементного кольца под муфтой трубы, где скапливались корка и остатки бурового раствора, из-за которых цементный раствор в интервале, равном примерно половине длины муфты, обтекал трубу; толщина корки равнялась высоте выступа муфты над телом трубы. На всей поверхности контакта колонна – цемент обнаружены пленки и тонкие прослойки начавшего загустевать бурового раствора. При эксцентричном расположении колонны в общей массе цементного кольца было обнаружено линзовидное включение рыхлой смеси цемента и бурового раствора. Поверхность стенок скважины была покрыта коркой раствора.

Наличие включений бурового раствора в заколонном пространстве после цементирования подтверждается теоретически и практически.

В условиях скважины наличие каверн и эксцентричное расположение колонны способствует образованию застойных зон, заполненных буровым раствором.

В.С. Баранов в процессе испытаний под давлением 1–6,0 МПа установил значительное различие в толщине корки, образуемой одним и тем же раствором, но обработанным различными реагентами и с разными утяжелителями (табл. 6.28).

В процессе бурения скважин в условиях газоводопрооявлений иногда необходимо утяжелять буровые растворы до весьма высоких плотностей.

При равных объемах фильтрата утяжеленные растворы отлагают более толстую корку, чем нормальные. Если породы высокопроницаемые, то могут образоваться весьма толстые корки.

В.С. Баранов отмечает, что для утяжеления бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, влажность корки, образовавшейся при фильтровании в течение 4 ч, была равна 62 %. После утяжеления раствора баритом до плотности 1,6 г/см³ влажность корки составила 26,2 %.

Таблица 6.28

Изменение свойств фильтрационных корок в зависимости от утяжеления буровых (глинистых) растворов (по В.С. Баранову)

Реагент	Плотность раствора, г/см ³	Количество сухого вещества в буровом растворе, %	$p = 1 \text{ МПа}$			$p = 6 \text{ МПа}$		
			Фильтрация, см ³ /за 30 мин	Толщина корки, мм	Количество влаги в корке, %	Фильтрация, см ³ /за 30 мин	Толщина корки, мм	Количество влаги в корке, %
Углещелочный	1,41	40	5,3	2,4	40	14,0	3,0	30
	1,58	51	7,4	3,5	26	17,8	4,6	24
	1,80	58	7,5	3,5	23	19,0	4,7	19
	1,91	68	–	–	–	42,9	12,5	13
ССБ	1,40	43	14,6	2,5	30	7,4	2,0	30
	1,60	54	14,2	5,4	23	7,6	2,5	23
	1,80	60	13,5	5,5	50	9,0	2,7	17
	1,91	70	–	–	–	32,7	9,8	15

Изучение изменения влажности корок в зависимости от характера обрабатывающих реагентов показывает, что наименьшую влажность с наиболее интенсивным снижением ее во времени с 45 до 34 % имеет корка, сформированная из натурального бурового раствора без добавок реагентов. Влажность корки бурового раствора, обработанного углещелочным реагентом, сохраняется на протяжении всего времени фильтрования наибольшей (72–61 %), а влажность корки бурового раствора, обработанного сульфитно-целлюлозным экстрактом, находится в пределах 47–41 %.

Анализ кратко приведенных здесь данных о состоянии глинистых корок и свойствах растворов перед цементированием, позволяет определить их значение.

Глинистые корки и буровой раствор остаются: 1) на стенках скважин, 2) на стенках колонн, 3) в застойных зонах (кавернах), 4) под замками и муфтами и 5) в виде языков и включений в самом цементном растворе во время цементирования.

Цементный раствор, обладая свойством контракции, развивает в процессе твердения на своей поверхности вакуум.

Твердеющий цементный раствор засасывает воду из контактирующих с ним глинистых корок, отлагающихся на стенках скважины после цементирования, языков и включений, зацементированных зон бурового раствора. Корка на

контакте с цементным раствором обезвоживается, при этом образуется сеть каналов, по которым из пласта может двигаться газ. Обезвоживание корок и включений бурового раствора происходит во всех случаях, так как развитие контракционного эффекта – неперенное свойство вяжущих.

Вследствие обезвоживания языков бурового раствора и глинистой корки за счет процессов контракции возникают каналы, через которые после перфорации часто восстанавливается циркуляция промывочной жидкости.

Анализ материалов по некоторым месторождениям Узбекистана показывает, что при прочих равных условиях газопроявления более часты после одностороннего цементирования.

Экспериментальными работами, проведенными нами, доказано возникновение каналов в слое бурового раствора на контакте с цементным раствором, в глини-

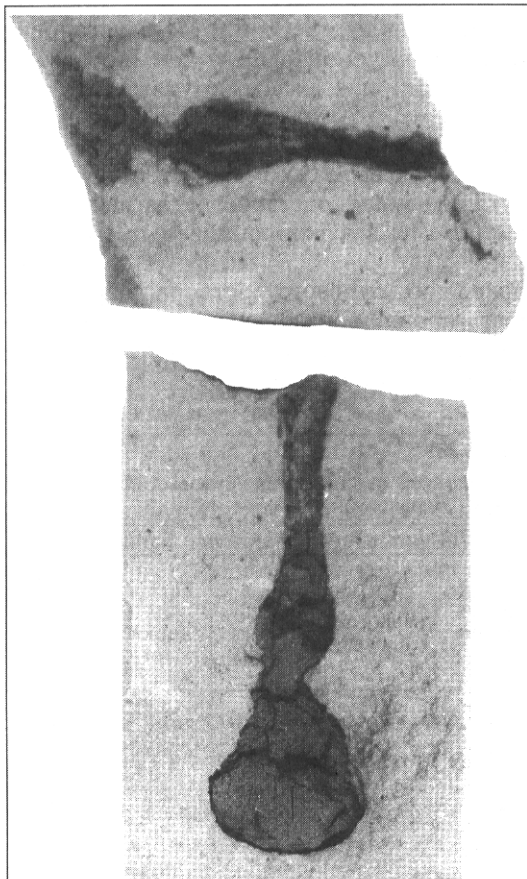


Рис. 6.34. Разрез колбы с цементным раствором, внутри которой был вприснут буровой (глинистый) раствор

той корке, сформированной на приборе (ГрозНИИ) для определения водоотдачи буровых растворов, а также на контакте с цементными растворами.

Для установления и подтверждения этого факта были осуществлены различные лабораторные работы и проанализирован промысловый материал.

На рис. 6.34 показан разрез колбы с цементным раствором, внутри которого был впрыснут буровой (глинистый) раствор. Буровой раствор превратился в камень меньшего объема с густой сетью трещин, близко расположенных друг к другу. Аналогичная картина представлена на рис. 6.35.

Оценка возможности движения газа по каналам, образующимся в обезвоженном буровом растворе (корке), проводилась на экспериментальной установке (рис. 6.36). На стенки стеклянной трубки 3 (положения I и II) наносился слой глинистого раствора 10, затем через некоторое время трубка ставилась вертикально и в нее заливался цементный раствор. Снизу газом (воздухом) создавалось давление большее, чем давление воды, но меньшее, чем давление цементного или бурового раствора. В первом случае плотность бурового раствора составляла $1,54-1,57 \text{ г/см}^3$. Опыты проводились в двух вариантах: с герметизацией верхней части трубки и без нее, так как происходило сообщение с атмосферой. Однако в обоих случаях в схеме был предусмотрен ртутный манометр и имелась возможность контролировать наличие газа в случае перетока снизу вверх. Вариант без герметизации верхней части трубки позволял установить возможный подсос газа верхними участками цементного раствора за счет контракции. Оба варианта оказались равнозначными. Смысл опытов заключался в проверке движения газа через залитые в трубку буровой раствор (движения не отмечалось), цементный раствор (наблюдался только подсос газа), а также цементный и буровой растворы, находящиеся в контакте (вертикальное расположение).



Рис. 6.35. Образец загустевшего и уменьшившегося за счет отсоса воды бурового раствора из скважины, введенного в цементный (температура 75°C , 2 сут твердения)

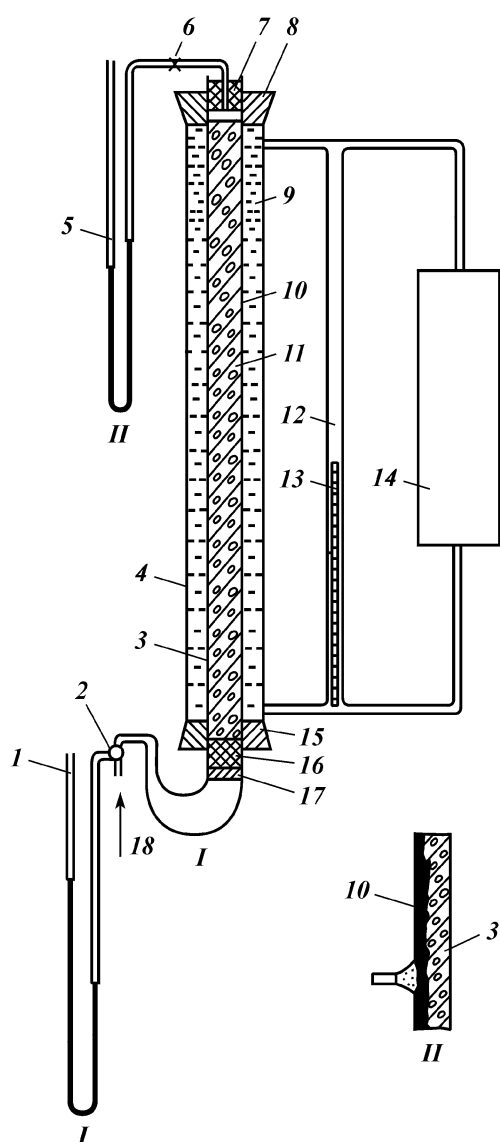


Рис. 6.36. Экспериментальная установка для изучения продвижения газа по глинистой корке: 1, 5 – манометры; 2, 6 – краны; 3, 12 – стеклянные трубки; 4 – кожух; 7, 8, 15 – резиновые пробки; 9 – рабочая жидкость (вода); 10 – глинистая корка; 11 – исследуемые растворы; 13 – термометр; 14 – термостат; 16 – песок кварцевый; 17 – фильтр Шотта; 18 – компрессор

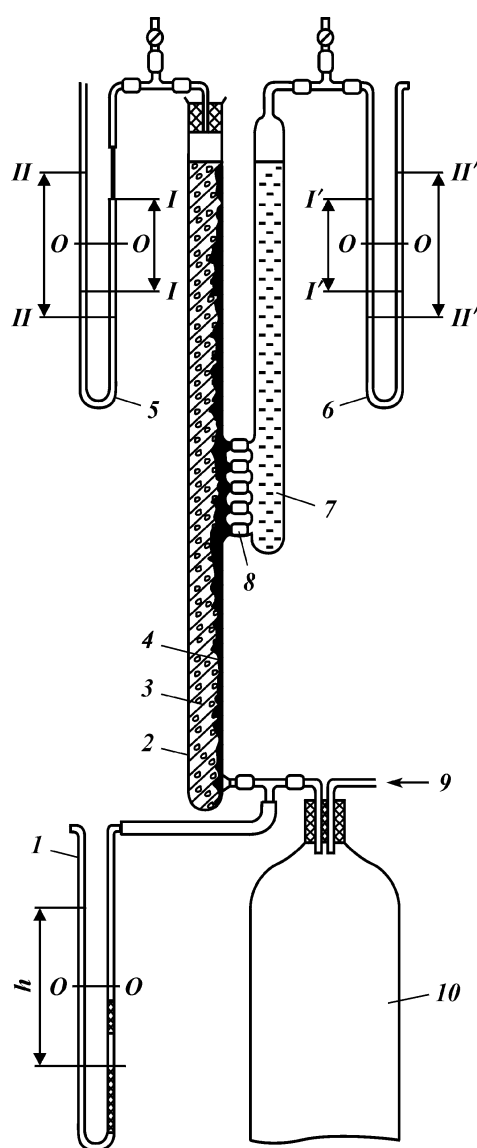


Рис. 6.37. Усовершенствованная установка для изучения продвижения газа по глинистой корке: 1, 5, 6 – манометры; 2 – стеклянная трубка; 3 – исследуемый раствор; 4 – глинистая корка; 7 – емкость для воды; 8 – отводы; 9 – компрессор; 10 – буферная емкость

Давление газа, подводимого снизу через сосок, фильтр 17 типа Шотта и песок 16, принималось меньшим, большим и равным давлению водяного столба. Прорыв газа происходил во всех случаях, когда в трубах буровой и цементный растворы находились в контакте.

Первые опыты проводились при комнатной температуре. Давление, создаваемое столбом залитого в трубку цементного раствора, составляло 162 мм рт. ст., гидростатическое давление – 88 мм рт. ст., давление, создаваемое снизу воздухом, – 120 мм рт. ст.

В первые часы давление снизу столба цементного раствора систематически падало за счет подсоса газа (контракции), что вызывало необходимость его поддержания. Спустя 12–14 ч давление до цементного столба и после него уравнивалось. Газ проходил через модель и поднимался в верхнюю часть стеклянной трубки, что регистрировалось соответствующими манометрами.

Анализ состояния материала, находящегося в стеклянной трубке, показал, что при твердении цементного раствора в результате его контракции буровой раствор отдает часть воды цементному, обезвоживается и превращается в обезвоженную, хорошо проводящую газ массу. Даже для незначительных перепадов давления (5–10 мм рт. ст.) обезвоженный глинистый материал не являлся сколько-нибудь существенной преградой. Учитывая, что скважина проходит водяные горизонты, предположим, что поступающая из пластов вода может компенсировать дефицит в глинистой корке или языках бурового (глинистого) раствора при проявлении эффекта контракции. Для изучения указанного явления конструкция установки была изменена.

К глинистой корке (рис. 6.37) через отводы 8 подводилась вода из емкости 7. Верхний уровень воды соответствовал верхнему уровню цементного раствора.

После заливки цементного раствора и подключения всей обвязки с помощью манометров 5 и 6 обнаружили разрежение (уровни $I - I$ и $I' - I'$), образовавшееся вследствие контрактационного эффекта.

Через 17 ч (при комнатной температуре) после начала опыта оба манометра (5, 6) начинали фиксировать снижение уровней $I - I$ и $I' - I'$. Это происходило за счет того, что по обезвоженной корке начинал проходить газ.

Снижение уровня $I - I$ происходило более интенсивно, чем $I' - I'$. Это объясняется тем, что на участке “обводнения” в месте контакта цементного раствора с глинистым дегидратация корки ($II - II$ и $II' - II'$ – первоначальная разность столбов ртути) происходит более интенсивно, чем в месте контакта глинистой корки с подводимой водой, т.е. восполнение “дефицита” воды проходит менее интенсивно, чем процесс дегидратации корки.

По наиболее обезвоженному участку газ проходит гораздо быстрее, чем по остальным участкам.

В установке без подводящих линий “обводнения” для того же цементного раствора время прохождения газа по обезвоженной глинистой корке при температуре 22 °С составляет 12–14 ч. Зависимость времени прохождения газа по обезвоженной глинистой корке от состава смеси показана на графике (рис. 6.38).

Из графика видно, что каналы в корке, по которым прорывается газ, образуются быстрее в случае контакта глинистой корки с цементными и медленнее при контакте со шлаковыми растворами (без добавок). После введения в состав растворов инертных добавок время образования каналов в глинистой корке значительно сокращается, что особенно наглядно для цементно-песчаных смесей и шлакобентонитовых (кривые 2 и 3).

Рассмотрим изменение состояния бурового (глинистого) раствора на контакте с цементным после поглощения последней воды (рис. 6.39). В стеклянную трубку заливали 100 мл цементного раствора с водоцементным отношением 0,5, буровой (глинистый) раствор плотностью 2,22 г/см³ и 50 мл

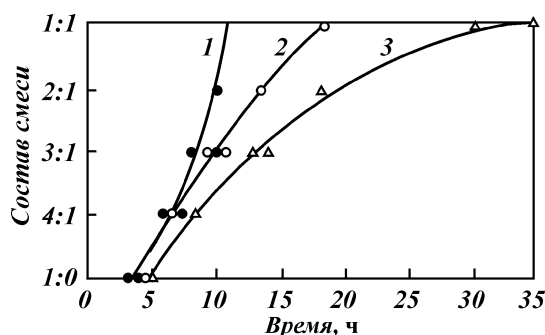


Рис. 6.38. Время начала газопроводов по обезвоженной глинистой корке в зависимости от состава тампонажных смесей при температуре 75 °С:

1, 2, 3 — цементно-бентонитовые, цементно-песчаные и шлакобентонитовые смеси соответственно

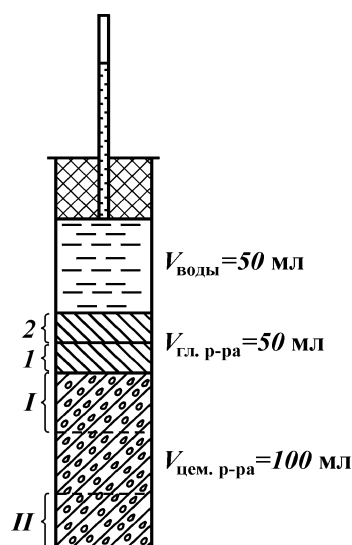


Рис. 6.39. Прибор для определения количества воды, поглощаемой цементным раствором через слой бурового раствора

воды. Трубка герметизировалась. После твердения цементного раствора в течение 21 сут при температуре 22 °С количество поглощенной им воды через буровой (глинистый) раствор составило 6,75 мл, что соответствует 3,5 % первоначально налитого объема воды.

Плотность бурового (глинистого) раствора участка 1 составила 2,29 г/см³, а участка 2 — 2,26 г/см³. При сравнении с исходной плотностью (2,22 г/см³) видим, что цементный раствор поглощает воду через буровой раствор, одновременно обезвоживая последний. Замеры содержания воды в затвердевшем цементном растворе на различных участках по высоте показали, что количество ее на участке I составляет 62,7 %, на участке II — 62,3 %. Следовательно, цементный раствор наиболее активно поглощает воду верхней частью.

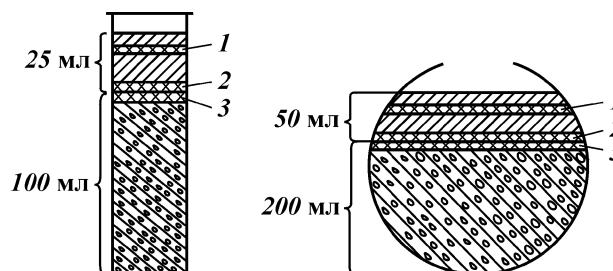
В связи с дегидратацией бурового раствора (корки) на контакте его с цементным несомненный интерес представляет изучение происходящих при этом химических процессов.

Химический анализ цементного и бурового раствора, твердевших при температуре 75 °С, проводили через 7 ч от начала соприкосновения изучаемых растворов. Для сравнения брали пробы, выдержанные в течение 168 ч (7 сут) при температуре 75 °С.

Пробы отбирали со следующих частей контакта растворов (рис. 6.40). В качестве испытуемых растворов использовали наиболее характерные тампонажные смеси, применяемые на площадях объединения «Краснодар-нефтегаз» и на других площадях: чистый цементный раствор, цементно-бентонитовый раствор состава 3:1, цементно-песчаный раствор состава 2:1 и шлаковые растворы аналогичных составов.

Контактирующим раствором явился известкованный буровой раствор с характеристиками: плотность 1,71 г/см³, вязкость (по СПВ-5) 27 с, водоотдача 4,5 см³ за 30 мин, толщина корки 1 мм, СНС_{1/10} = 0,6/3,2 Па, pH = 12,6. Для анализов отбиралось соответственно 100 и 25 мл цементного и глинистого растворов. Как показали результаты исследований, указанные величины наиболее приемлемы, что подтверждается следующими опытами.

Рис. 6.40. Схема отбора проб при взаимодействии контактов буровой – цементный растворы: 1 – верхняя часть глинистого раствора, наиболее удаленная от излучаемого контакта; 2 – непосредственный контакт глинистого раствора с цементным; 3 – контакт цементного раствора с глинистым



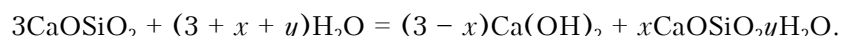
Были проведены химические анализы соскобов указанных выше частей цементных и буровых растворов, которые заливали в различные по форме и объемам сосуды.

Данные анализа показали, что различия в химических составах растворов в зависимости от количества взятых растворов (например, 100 и 200 мл цементного и соответственно 25 и 50 мл бурового растворов) почти не наблюдалось.

В экспериментальной работе исходный буровой (известкованный глинистый) раствор характеризовался общим обменным комплексом 19,24 мг-экв на 100 г вещества. После того как буровой раствор был помещен над слоем чистого (без добавок) цементного раствора, в течение первых 7 ч контакта химический состав его значительно изменился. Изменился также и общий обменный комплекс.

Первый соскоб характеризовался обменным комплексом, равным 21,85 мг-экв на 100 г вещества, второй – 37,49 мг-экв на 100 г вещества.

В табл. 6.29 приведены результаты трехкомпонентного химического анализа соскобов с контакта исходного бурового и цементного растворов и данные по общему комплексу. Нарастание окиси кальция от 6,7 % в исходном растворе до 8,15 % и 18,64 % в соответствующих слоях указывает на то, что соприкасающиеся слои бурового (глинистого) и цементного растворов в первые сроки контакта из-за диффузионного движения обмениваются катионами. Наряду с ионным обменом происходит в первые сроки насыщение избыточной известью, выделившейся при гидратации цементного раствора. Тампонажный цемент Новороссийского завода «Октябрь» является высокоалитовым и при низкотемпературной гидратации C_3S выделяет по 20–24 % гидрата окиси кальция. При повышении температуры количество последней увеличивается. Реакция протекает по следующей схеме:



Значения x и y изменяются в зависимости от температурных условий гидратации и времени твердения.

Далее, по мере прохождения контракционного эффекта в цементном растворе и обезвоживания в результате этого бурового раствора и глинистой корки растворенная известь как бы увлекается с водой из бурового (глинистого) раствора. Остается, видимо, только количество, требуемое для устойчивого обменного комплекса. В первом и втором соскобах через 168 ч общий обменный комплекс уменьшился по сравнению с данными, полученными при твердении образца в течение 7 ч, но он значительно превышал обменный комплекс исходного бурового раствора.

Поведение бурового (глинистого) раствора на контакте с облегченной цементно-бентонитовой смесью качественно отлично от предыдущего.

Таблица 6.29

Результаты трехкомпонентного анализа соскобов на границе раздела буровой (глинистый) – цементный растворы

Исходные контактирующие смеси и соскобы	Время отбора проб, ч	Результаты химического анализа, %			Общий обменный комплекс, мг-экв на 100 г
		SiO ₂	Fe ₂ O ₃ + Al ₂ O ₃	CaO	
Исходный буровой (глинистый) раствор	–	24,32	59,60	6,70	19,24
Исходный портландцемент, партия 24	–	23,70	16,20	58,90	–
Первый соскоб верхней части контакта глинистый раствор – цементный чистый (без добавок)	7	24,99	61,08	8,15	21,85
То же	168	26,26	61,80	6,80	–
Второй соскоб контакта глинистый – цементный растворы	7	24,35	54,27	18,64	37,49
То же	168	25,70	51,06	9,94	26,80
Третий соскоб контакта цементный – глинистый растворы	7	24,90	15,01	48,33	–
То же	168	25,08	14,80	49,45	–

В первом соскобе, несмотря на адсорбцию ионов Са, наблюдается увеличение полуторных окислов Fe₂O₃Al₂O₃. Аллюминиевая глина, как известно, агрегирует, понижает обменную способность, что количественно подтверждается снижением до 15 мг-экв на 100 г вещества. Во втором соскобе с уменьшением общего содержания R₂O₃ восстанавливается обменная способность между слоями. Та же закономерность наблюдается у контакта глинистый раствор – цементно-песчаная смесь состава 2:1. Но необходимо особенно отметить незначительное нарастание ионов кальция в слоях бурового раствора, контактирующего с цементно-песчаной смесью. Можно предполагать, что даже при повышении температуры (75 °С) происходит процесс связывания выделившейся во время гидратации извести кремнеземом.

Аналогичные работы были проведены по изучению валового химического состава и общего обменного комплекса на границе раздела двух сред буровой (глинистый) раствор – шлаковые смеси.

Доменные шлаки в основном содержат те же окислы, что и портландцемент, но с более низким содержанием окиси кальция. В результате проведенных исследований выявилось, что при контактировании бурового раствора с чистым шлаковым раствором, облегченным и утяжеленным шлаковыми смесями при температуре 75 °С, происходит более интенсивный ионный обмен, чем у портландцементов. Это, очевидно, связано с медленно протекающими у шлаковых смесей процессами загустевания и гидратации.

Из изложенного выше следует, что на границе раздела двух сред (буровой (глинистый) раствор – вяжущие смеси) в начальные сроки контакта в результате диффузионного движения верхние слои глинистой прослойки насыщаются известью (известкование).

Развитие с течением времени контракционного эффекта способствует извлечению из бурового раствора избыточной, не участвующей в устойчивом обменном комплексе, извести. Буровой раствор и корка обезвоживаются, и таким образом создаются благоприятные условия для образования каналов.

Визуальная оценка изменений бурового раствора после контакта с затвердевающими тампонажными смесями в течение определенного промежутка

ка времени позволяет убедиться в качественном изменении контактирующих слоев (рис. 6.41).

Изменение химического состава контактных слоев происходит различно в зависимости от применяемых видов бурового раствора.

Весьма интересно, что буровой раствор или глинистая корка, находящиеся в контакте с цементным раствором во время его твердения, превращаются, как правило, в камнеподобное тело. При погружении его в воду не происходит набухания, оно практически не поглощает воды, оставаясь расщепленной с многочисленными каналами твердой массой.

Водопоглотительная способность цементного слоя с глинистым при температурах 150 и 200 °С – наибольшая для чистого цемента и наименьшая для цементно-бентонитового раствора.

При толщине глинистой прослойки на стенках скважины (или колонны), равной в среднем 5–7 мм, количество бурового раствора на 1 м составит около 0,006 м³.

Будем считать, что в буровых растворах содержится приблизительно 50–75 % воды, а в корке – 30–50 %, т.е. на объем 0,006 м³ приходится 3,0–4,5 л воды, а в корке – 1,8–2,0 л.

Количество воды, подсасываемой 1 м цементного кольца с объемом 0,032 м³ при полной гидратации, составляет согласно расчету 3,12 л при температуре 22 °С.

Это количество воды поглощается из глинистой корки, которая в результате обезвоживания образует сеть трещин и каналов, что способствует прохождению по ним газа.

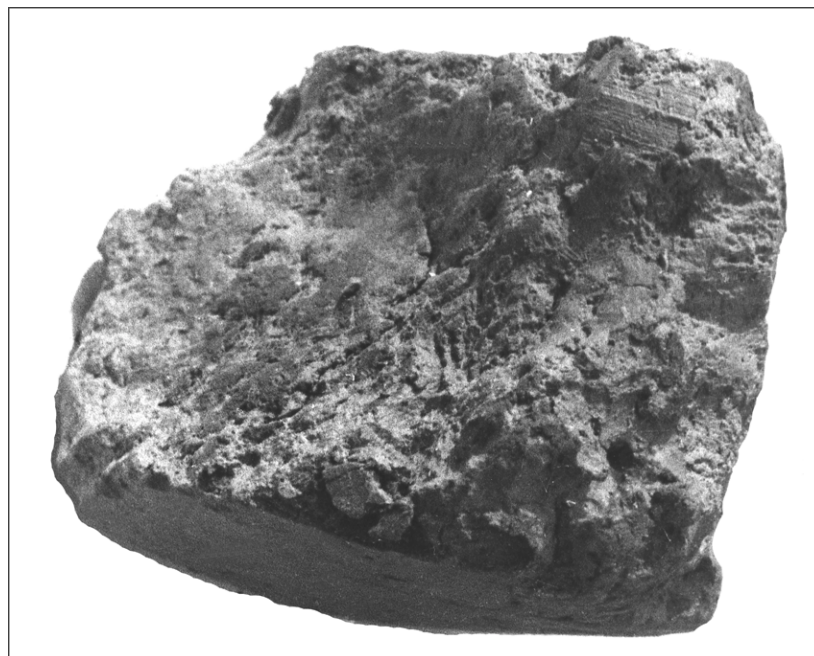


Рис. 6.41. Обезвоженный буровой “раствор” после контактирования с цементным раствором-камнем

За данный отрезок времени количество поглощенной воды цементами из глинистой корки (раствора) при высоких температурах (100–125 °С) в несколько раз больше, чем при нормальных температурных условиях.

Установлено, что каналы в глинистой корке (растворе) образуются значительно раньше полного его обезвоживания.

Так, при температуре 75 °С для случая контакта цементного раствора (водоцементное отношение 0,5) с буровым с соотношением контактирующих объемов примерно 5:1 – 7:1 каналы образуются через 3,5–4,0 ч. За этот период объем бурового раствора, равный 0,032 м³, поглотит 0,4–0,6 л воды. Тем не менее процесс поглощения воды твердеющим цементным раствором из бурового раствора и через него будет продолжаться, а каналы уже дадут возможность проникать газу из пласта вдоль контакта.

Так как на процесс гидратации цемента затрачивается больше времени, чем на образование каналов в глинистой корке, твердеющий цементный раствор будет продолжать поглощать воду. Эта вода (газ, нефть) поступает из водяного пласта (если он имеется) через каналы в глинистой корке.

Размеры каналов при прочих равных условиях зависят от количества твердой фазы в буровом растворе: чем ее меньше, тем больше возможность образования трещин.

1. Интенсивность поглощения воды (газа, нефти) цементными растворами зависит от контракционной активности вяжущих веществ. Одновременно создаются благоприятные условия для прохождения газа по образующимся каналам в обезвоживающейся корке.

2. При отсутствии глинистой прослойки и наличии сплошного качественного цементного кольца каналы не образуются.

Выбор материалов для цементирования скважин необходимо осуществлять с учетом физико-химических процессов при твердении цементных растворов. На многих участках между стенкой скважины и цементным камнем образуются “пустоты”. Глинистая прослойка (или корка), растресканная и испещренная каналами, явилась реальным каналом, по которому перемещались флюиды, в первую очередь – газ.

В работах, посвященных исследованию проницаемости и несущей способности цементных мостов, сформированных при высоких температурах и высоких давлениях, отмечено, что при наличии на стенках труб прослойки бурового раствора проницаемость мостов резко возрастала. Так, проницаемость цементных мостов при наличии глинистой прослойки толщиной 0,2–1,5 мм возросла от $0,82 \cdot 10^{-1}$ мкм² до 2,7 мкм², а с увеличением толщины глинистой прослойки от 0,03–0,5 до 2 мм она увеличилась от 0,4 до 7 мкм².

Условия твердения образцов создавались соответственно: в первом случае поддерживались температура 75 °С, давление 0,1 МПа; во втором – 140 °С и 1,5 МПа.

Из приведенного выше видим, что пристеночный слой глинистого раствора обезвоживается, превращаясь в трещиноватую высокопроницаемую массу под действием вакуума, создающегося во время твердения цементного камня. С ускорением процесса гидратации (при повышении температуры твердения) эффект контракции цемента проявляется более интенсивно. Ю.П. Номикосов [278] показал, что прорыв воды происходит в зоне глинистой корки после затвердевания цементного раствора в экспериментальной установке, позволяющей осуществить намыв глинистой корки на “стенку” модели.

Во всех проведенных опытах наблюдалось, что прорыв бурового рас-

творца происходил по контакту цементный камень – глинистая корка, а не по контакту глинистая корка – стенка скважины.

Судя по характеру прорыва контакта, можно дополнить выводы Ю.П. Номикосова результатами наших работ.

За время твердения цементного раствора (24 ч) на контакте с глинистой коркой происходит обезвоживание глинистой корки за счет контрактного эффекта цементного раствора. На моделях длиной 1,0–1,2 м обезвоживание глинистой прослойки (даже не корки, имеющей влажность меньшую, чем раствор) проходило за 14–17 ч, и газ прорывался по контакту цементный раствор – буровой раствор, оставляя след в виде свища. В дальнейшем трещины глинистой прослойки образовывались более интенсивно.

Упомянутые работы проводились при комнатной температуре.

Из анализа данных, полученных с помощью цементомера конструкции “Азнефтегеофизика”, следует, что можно выявить направление перетока жидкости из пласта в пласт и в определенной степени охарактеризовать форму циркуляционных каналов. По результатам замеров можно сделать следующие выводы.

1. Каналы для движения флюидов возникают между цементным камнем и стенкой скважины (колонной), т.е. в местах нахождения глинистой корки и невытесненного бурового раствора.

2. Каналы возникают в первую очередь в местах, где зазор между стенкой скважины и обсадной колонны минимальный, т.е. там, где вероятность наличия невытесняемого (“защемленного”) бурового раствора максимальная.

3. Судя по протяжению зоны “плотного” контакта по стволу скважины, можно наметить аналогичное простираание зоны каналов.

4. Наличие зоны контакта и характер расположения указывают не на движение флюидов по цементному раствору; если же предположить это, то каналы (“промытости”) должны были бы возникнуть в зоне наибольшей толщины цементного камня, т.е. в месте, где зазор максимальный.

Перечисленные теоретические предпосылки, обзор литературных данных, а также данные лабораторных работ подтверждаются экспериментами полупромышленного типа на скважинах глубиной 12–18,5 м.

Долотами № 6 и 9 были пробурены пять скважин, в двух из них оставлены 63,5-мм бурильные штанги и заколонное пространство было зацементировано до устья. В трех остальных скважинах после цементирования заколонного пространства бурильные штанги извлекли, а освободившийся объем заполнили цементным раствором.

Перед цементированием с целью получения глинистой корки на стенках скважин после окончания бурения осуществили циркуляцию бурового раствора в течение 20–30 мин. Параметры бурового раствора были следующими: плотность 1,35 г/см³; вязкость 35 с (по СПВ-5); водоотдача 25 см³ за 30 мин.

Для цементирования всех скважин был применен раствор, приготовленный из цемента для “горячих” скважин Новороссийского завода “Октябрь” (водоцементное отношение 0,4–0,5; растекаемость 20–22 см; плотность 1,80–1,82 г/см³; скорость подъема цементного раствора 0,1–0,6 м/с).

Литологический разрез скважины представлен следующими породами: 0–1,5 м – почва, наносные глины; 1,5–6,0 м – переслаивающиеся кирпично-красные, серые и зеленовато-серые, рыхлые, песчанистые глины с такими же по окраске рыхлыми, глинистыми песчаниками; 6,0 м – до забоя – ракушечник с прослоями известняка.



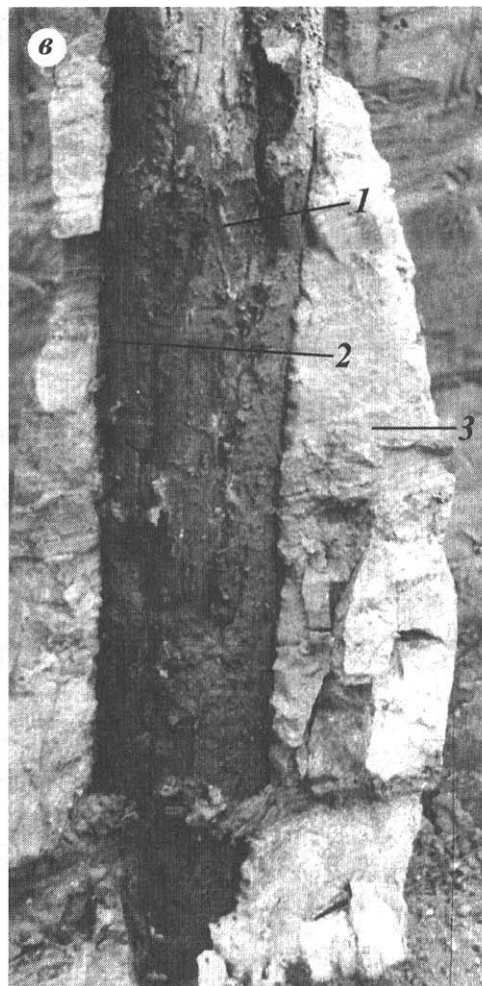
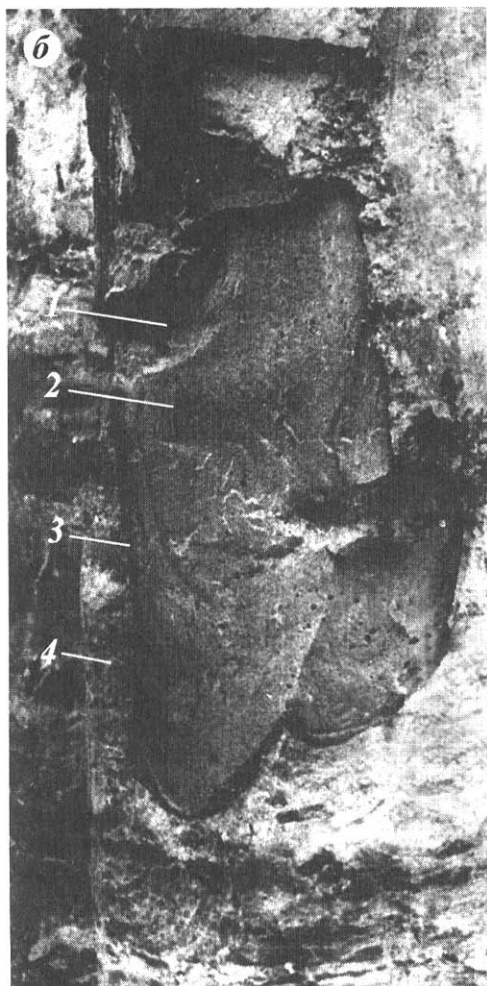
Рис. 6.42. Продольные разрезы участков зацементированных экспериментальных скважин:
 #: 1 – общий вид элементов вскрытой скважины, глинистая прослойка; 2 – цементный камень; 3 – обезвоженный буровой раствор в смеси с цементным; •: 1 – цементный камень; 2 – воздушные пузырьки; 3 – зазор на месте глинистой корки; 4 – порода; ,: 1 – труба, покрытая обезвоженным буровым раствором; 2 – зазоры, возникшие вследствие потери фильтрационной корки и буровым раствором части воды; 3 – цементный камень; „: 1 – порода; 2 – колонна; 3 – “пустота” (воздушные пачки); 4 – зазоры, возникшие вследствие потери части воды глинистой коркой и буровым раствором

После ожидания затвердевания цементного раствора в течение 4 суток приступили к обнажению стволов скважин, по мере чего обнаружилось, что для всех скважин характерно почти идентичное состояние цементного камня и глинистой корки на стенках, а также “язычков” бурового раствора на колоннах и внутри цементного камня.

На рис. 6.42 представлены продольные разрезы различных участков зацементированных экспериментальных скважин.

При эксцентричном расположении колонны в скважине в местах наименьшего зазора между колонной и стенкой скважины образовались участки, заполненные буровым раствором, представляющие в момент обнажения ствола скважины обезвоженную пасту.

При концентричном расположении колонны поток цементного раствора заполнил кольцевое пространство равномерно. Во время наружного осмотра стенок скважины и цементного камня обнаружили, что поверхность цементного камня покрыта глинистой коркой, которая обезвожена и имела сеть трещин раскрытостью до 1,5 мм. Имелись также зазоры до 3 мм между стенкой скважины и обезвоженным буровым раствором, а также между последним и цементным камнем. Пробуренные породы имели большую влажность, что позволило сделать вывод о действии на глинистые корку и раствор только твердеющего цементного раствора. Контракционный эффект цементного рас-



твора и камня способствовал интенсивному обезвоживанию глинистой корки (раствора). В верхних интервалах скважины, где цементный раствор отсутствовал, трещин в глинистой корке не обнаружили.

Как в случае наличия колонны в скважине, так и при отсутствии ее при осмотре в цементном камне каких-либо самопроизвольных образований каналов также не обнаружили.

На участках скважины с воздушными пачками (незначительное количество цементного раствора) глинистая корка не имела трещин. При отсутствии цементного раствора буровой раствор, представленный в виде пасты, трещин также не имел.

На основании результатов экспериментальных работ, анализа промышленного материала и теоретического изучения можно представить следующую схему возникновения каналов в заколонном пространстве скважин и продвижения газа. Если в скважине после цементирования остался буровой раствор или глинистая корка в отличие от случая полного вытеснения бурового раствора, то сразу же при установлении контакта начинается обезвожи-

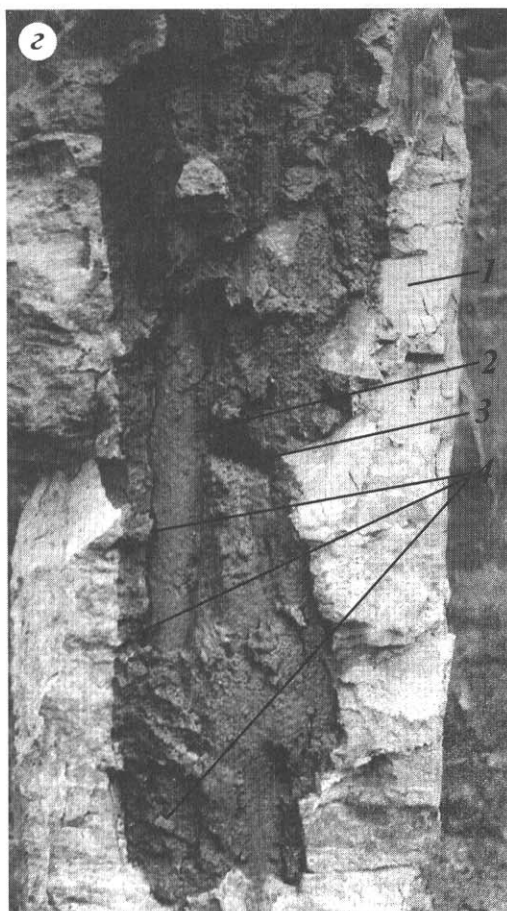


Рис. 6.42. Продолжение

вание бурового раствора или корки. Однако интенсивность их дегидратации не одинакова по глубине скважины и зависит в первую очередь от температуры окружающей среды. Практически скважина на момент окончания цементирования может быть разбита на три температурных интервала, протяженность каждого из которых составляет примерно $1/3$ глубины. В нижней части скважины температура максимальная, в верхней – минимальная.

В нижней зоне вследствие более высоких температур твердение цементного раствора наступает быстрее, чем в верхних. При схватывании и твердении раствора на его поверхности развивается вакуум. Засасывается вода из контактирующего с цементным раствором бурового (корки). Газ (или другой флюид), не встречая преграды, заполняет освободившийся объем с пониженным давлением и поднимается по образовавшейся щели вверх. Давление в канале может быть значительно ниже давления столба воды. При отсутствии водяных пластов оно всегда меньше

гидростатического. К этому моменту начинается интенсивное обезвоживание глинистой корки (раствора) в верхних участках. Газ устремляется вверх. Давление газа равно (или почти равно) полному пластовому, однако он поднимается на значительную от пласта высоту. Если этого давления будет достаточно, чтобы начался перелив, время обезвоживания верхних участков бурового раствора не играет никакой роли. Если давление ниже противодавления, то процесс движения газа и жидкости, находящейся в верхней части скважины, не начнется, пока газ не поднимется выше и не достигнет уровня неустойчивого равновесия. Начинается перелив жидкости из скважины с последующим нарастанием интенсивности работы газом (или другим пластовым флюидом). Значительно проще и быстрее устанавливается перемещение флюидов между пластами с различными давлениями, особенно если расстояние между пластами невелико. Естественно, чем выше пластовое давление, тем быстрее газ прорвется к устью, однако он проникнет и при низком пластовом давлении. Времени потребуется несколько больше.

Действие различных факторов (техничко-технологических, геологических и др.) может интенсифицировать возникновение каналов в заколонном пространстве или, наоборот, не допустить их проявления. Так, глинистая

пространстве или, наоборот, не допустить их проявления. Так, глинистая корка и языки бурового раствора существуют в скважине практически всегда. Однако газопроявления возникают далеко не во всех скважинах (о пластовых перетоках нет серьезных оснований говорить в столь категоричной форме).

Препятствием для газопроявлений на устье служат небольшие участки контактирующего с породами и колонной цементного раствора (следовательно, удаление глинистой корки хотя бы на некоторых участках скважины необходимо), обвалы породы в местах обезвоживания глинистой корки в результате снятия давления на пласты и др.

Некоторые из ранее рассмотренных факторов могут в известной степени также тормозить или ускорять движение газа вверх к устью скважины в различные периоды ее строительства и эксплуатации: водоотстой цементного раствора, растрескивание камня при различных работах, возможная усадка или расширение, неравномерность схватывания цементного раствора по глубине скважины и др.

Для предупреждения возникновения каналов в оставшемся буровом растворе и корке необходимо вытеснить буровой раствор из заколонного пространства, обеспечивая контакт цементного раствора со стенками скважины и обсадной колонной. Следует понижать контракционный эффект цемента введением в них наполнителей.

6.9.14. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ГНВП

Описанию причин ГНВП, выбросов и открытого фонтанирования в литературе уделяется недостаточное внимание.

По данным Геологического управления США, в Мексиканском заливе в течение 8 лет произошло 46 выбросов, из которых 30 начались в процессе бурения на этапе заканчивания скважин. В семи случаях ликвидации выбросов на каждый из них было затрачено около 21 сут, в остальных случаях – 1 сут. В результате выбросов при бурении разведочных скважин были потеряны две морские платформы.

Несмотря на то, что достигнуты определенные успехи в совершенствовании технологии бурения, повышении качества буровых растворов, креплении скважин, применении надежного противовыбросового оборудования (ПБО) и обсадных труб, количество ГНВП в практике бурения еще достаточно велико.

Основная причина ГНВП – применение бурового раствора недостаточной плотности в связи с отсутствием достоверных данных о значениях пластового (порового) давления.

Причины возникновения ГНВП при подъеме буровой колонны следующие: снижение забойного давления за счет недолива раствора в скважину; действие отрицательной составляющей гидродинамического давления; снижение гидростатического давления вследствие эффектов фильтрации, контракции и седиментации.

ГНВП, возникающие при спуске колонны труб и промывке, свидетельствуют о недостаточной плотности бурового раствора, а их усиление – о неправильной технологии проведения промежуточных промывок.

Проявления при спускоподъемных операциях, переходящие в открытое

фонтанирование, свидетельствуют прежде всего об отсутствии надежных средств контроля за скважиной и о нарушениях технологической дисциплины.

По отдельным производственным объединениям количество ГНВП связано со скважинами определенной глубины. Например, на скважины глубиной более 4000 м в ПО “Нижневожскнефть” приходилось 67 % случаев возникновения ГНВП от общего их количества, “Грознефть” – 62 %, “Краснодарнефтегаз” – 35 %, “Укрнефть” – 83 %, а в ПО “Белоруснефть” 56 % случаев возникновения ГНВП отмечено на скважинах глубиной до 3500 м.

Следует отметить, что если проявления в глубоких скважинах опасны высоким давлением в процессе закрытия и глушения скважины, то опасность ГНВП в скважинах малой и средней глубины (до 2000 м) обусловлена быстрым развитием процесса и трудностями раннего обнаружения проявления.

Анализ распределения количества ГНВП в зависимости от плотности применяемого бурового раствора позволяет сделать вывод о том, что мнение о большой частоте и опасности проявлений в зонах АВПД недостаточно обосновано. Из общего количества случаев возникновения ГНВП 44,4 % отмечены при плотности бурового раствора менее 1,4 г/см³.

О состоянии технологической дисциплины и достоверности данных о пластовом давлении можно судить по степени увеличения плотности бурового раствора при глушении ГНВП.

В 32 случаях ГНВП из 90, что составляет 35,5 %, плотность бурового раствора либо не требовалось повышать, либо пришлось повысить только на 0,1 г/см³ и менее. Увеличить плотность на 0,20 г/см³ пришлось в 25 случаях ГНВП (27,7 %), а в остальных 33 случаях плотность раствора нужно было повысить на 0,30–0,40 г/см³ и более. Последнее можно объяснить неудовлетворительным прогнозированием пластового давления и неправильным выбором плотности бурового раствора.

Большинство скважин при ГНВП в основном глушили путем нерегулируемой промывки скважины и постепенного повышения плотности бурового раствора.

Во всех случаях, даже при малом повышении плотности бурового раствора, расходовалось значительное количество утяжелителя и много времени затрачивалось на глушение. Это можно объяснить тем, что при глушении в большинстве случаев не соблюдалось условие равновесия между пластовым и забойным давлениями, в результате чего не выдерживались оптимальные параметры режима глушения и возникал дисбаланс давлений в системе скважина – пласт.

Причинами этого являлись следующие технологические нарушения:

значительные объемы притока флюидов в скважину вследствие несвоевременного закрытия противовыбросового оборудования;

произвольный выбор расхода раствора и давления при глушении скважины;

неточное определение плотности бурового раствора для глушения скважины;

длительный простой скважины при закрытых превенторах;

преждевременное снижение давления через манифольд противовыбросового оборудования при росте его на устье;

произвольное снижение устьевого давления за счет выпуска из скважины части объема бурового раствора;

глушение скважины буровым раствором высокой плотности “на поглощение”.

При газопроявлениях в результате несвоевременного закрытия скважины и получения притока более допустимого при вымывании флюида, давление на устье может достигнуть предельных значений, что приводит к гидравлическому разрыву пород и поглощению бурового раствора или к необходимости постепенного снижения давления через манифольд противовыбросового оборудования.

Несоблюдение расчетного давления циркуляции, обеспечивающего равновесие давления на забое, приводит к растягиванию процесса глушения на несколько циклов циркуляции за счет поступления дополнительных порций флюида.

Из большинства скважин своевременно не вымывается флюид после закрытия превентора, поэтому вследствие длительности простоя за счет всплытия газа давление на устье также растет до предельных значений. Например, на скв. 5 Саратовская ПО “Краснодарнефтегаз” давление на устье при простое возросло от 3,5 до 18,2 МПа за 4 ч, на скв. 7 Кошехабльская – от 12,5 до 28,0 МПа за 8 ч.

Подобные технологические нарушения, происшедшие при ГНВП, объясняются не только непониманием исполнителями особенностей выполнения различных операций при глушении скважин, но и отсутствием руководящих документов в области предупреждения и ликвидации ГНВП.

Важность методов прогнозирования пластового давления и соответствие получаемых результатов фактическим данным, а также принятия мер по раннему обнаружению ГНВП можно рассмотреть на примере проявления, перешедшего в один из самых мощных газовых фонтанов. При бурении скв. 3 Кузнецовская на глубине 4631 м 29 июля 1978 г. в 18 ч 32 мин было замечено резкое увеличение уровня раствора в приемных емкостях и резкое увеличение объема бурового раствора, выходящего из скважины, а в 18 ч 45 мин, т.е. через 13 мин, скважина стала фонтанировать чистым газом. По оценке специалистов, интенсивность поступления газа составляла 8 млн м³/сут, или 92 м³/с.

Первоначальный дебит скважины можно оценить по известной формуле Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi k_p h (p_{пл} - p_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{скв}}}, \quad (6.66)$$

где q – интенсивность поступления флюида, м³/с; k_p – проницаемость пласта, м²; h – эффективная толщина пласта, м; $p_{пл}$, $p_{заб}$ – пластовое и забойное давление, МПа; μ – вязкость газа (жидкости) в забойных условиях, Па·с; R_k – радиус дренирования, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м.

Положим, что $k_p = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м³; $h = 0,5$ м; $p_{пл} = 90$ МПа; $p_{заб} = 83$ МПа; $R_k = 200$ м; $r_{скв} = 0,107$ м; $\mu = 0,1 \cdot 10^{-2}$ Па·с.

Определим начальный дебит:

$$q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,5 (90,0 - 83,0) \cdot 10^{-6}}{10^{-2} \cdot 0,1 \ln \frac{200}{0,107}} = 35,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Поршневым насосом продолжали вести промывку с подачей 24 л/с. Та-

ким образом, объем выходящего из скважины раствора с учетом притока флюидов увеличился до 60 л/с. Вахтовые рабочие заметили, что расход бурового раствора резко возрос, что обусловило быстрое заполнение приемных емкостей раствором. Бурильщик заметил по индикатору снижение веса бурильной колонны (ΔG), которое было обусловлено возрастающими гидравлическими потерями при движении потока раствора в заколонном пространстве.

По мере поступления газа в скважину возрастала депрессия на пласт и увеличивался объем выходящего раствора, при этом чем ближе к устью оказывался газ, тем более интенсивной становилась его подача. Если предположить, что расход раствора не изменялся и оставался равным 60 л/с, то раствор, находящийся в затрубном пространстве, был замещен газом в течение 32 мин, но расход увеличивался и перед окончательным вытеснением бурового раствора из скважины достигал 100–150 л/с. Следовательно, скважина могла полностью перейти на фонтанирование газом в течение 15–20 мин с начала проявления.

•

6.10. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА И ПРОФИЛАКТИКА ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Измеряемая на поверхности плотность бурового раствора обычно не соответствует плотности раствора, находящегося в скважине, особенно в случае проходки газовых горизонтов. Часто поэтому приходится доутяжелять буровые растворы, вследствие чего в последующем возникают осложнения.

Плотность бурового раствора без газа легко определить у газированного бурового раствора, если знать количество (%) газа в нем и его плотность:

$$\rho_0 = \frac{\rho_{p.g}}{1 - \frac{\rho_g}{100}},$$

где ρ_0 , $\rho_{p.g}$ – плотность раствора соответственно без газа и с газом.

Содержание газа (воздуха) в растворе можно определить, исходя из следующих соображений.

Допустим, 1 л газированного бурового раствора плотностью ρ_{cp} разбавили 2-я л воды и получили раствор плотностью ρ_p . Так как после разбавления раствор освободился от находящегося в нем газа, то объем его будет равен $(3-x)$ л, где x – объемная доля газа, находящаяся до разбавления, в л.

Тогда

$$\rho_p = \frac{\rho_{cp} + 2}{3 - x}, \quad (6.67)$$

откуда

$$x = 3 - \frac{\rho_{cp} + 2}{\rho_p}. \quad (6.68)$$

Если достаточно принять разбавление при соотношении 1:1, то получим зависимость

î±·îĒ^± 6.30

Объемные доли газа в буровом растворе при разбавлении 2 : 1 / 1 : 1

Плотность бурового раствора до разбавления, г/см ³	Плотность бурового раствора после разбавления, г/см ³												
	1,06	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,22	1,24	1,26	1,28	1,30
1,16	0,02/-	0,07/-	0,13/0,04	-/0,07	-/0,11								
1,18		0,06/-	0,11/0,02	-/0,05	-/0,09	-/0,12							
1,20		0,04/-	0,09/-	0,14/0,03	-/0,07	-/0,10	-/0,13						
1,22		0,02/-	0,07/-	0,12/0,02	-/0,05	-/0,08	-/0,12						
1,24			0,05/-	0,10/-	0,15/0,03	-/0,07	-/0,10	-/0,16					
1,26			0,03/-	0,09/-	0,14/0,02	-/0,05	-/0,08	-/0,11					
1,28			0,02/-	0,07/-	0,12/-	-/0,03	-/0,07	-/0,10	-/0,13				
1,30				0,05/-	0,10/-	0,15/0,02	-/0,05	-/0,8	-/0,11				
1,32				0,04/-	0,09/-	0,14/-	-/0,03	-/0,07	-/0,10	-/0,12			
1,34				0,02/-	0,07/-	0,12/-	-/0,02	-/0,05	-/0,08	-/0,11			
1,36					0,05/-	0,10/-	0,15/-	-/0,03	-/0,07	-/0,08	-	-	
1,38					0,03/-	0,09/-	0,14/-	-/0,02	-/0,05	-/0,06			-
1,40					0,02/-	0,07/-	0,12/-	-/-	-/0,03	-/0,03	-/0,09	-/0,12	
1,44						0,04/-	0,08/-	0,13/-	-/-	-/0,02	-/0,06	-/0,09	-/0,12
1,46						0,02/-	0,07/-	0,12/-	-/-		-/0,05	-/0,08	-/0,11
1,48							0,05/-	0,10/-	0,14/-		-/0,03	-/0,05	-/0,09
1,50							0,03/-	0,08/-	0,13/-		-/0,02	-/0,05	-/0,08

$$x = 2 - \frac{\rho_{\text{ср}} + 1}{\rho_{\text{р}}}, \quad (6.69)$$

где $\rho_{\text{ср}}$, $\rho_{\text{р}}$ – экспериментальные величины, определяемые непосредственно на буровой.

При газировании, снижающим плотность раствора менее чем на $0,15 \text{ г/см}^3$ (в пределах плотностей $1,3\text{--}1,8$), содержание газа в растворе не превышает 10% . Поэтому практически приходится иметь дело с определенными соотношениями плотностей $\rho_{\text{ср}}$, $\rho_{\text{р}}$, что позволяет составить табл. 6.30, которой можно пользоваться для определения содержания газа в буровом растворе. В этой таблице дано объемное содержание газа (м^3) в 1 м^3 раствора при различных соотношениях плотностей до разбавления и после него, рассчитанное по приведенным формулам.

Для практических целей при оценке ошибки можно учитывать только избыточное давление, так как уже при $10,0 \text{ МПа}$ по закону Бойля – Мариотта объем фазы в растворе уменьшится в 100 раз против первоначального, что значительно меньше допускаемой в расчетах погрешности. Растворение, адсорбция и снижение газа будут влиять не существенно.

6.10.1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ О КОНСТРУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Нормальная и безопасная эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин в гораздо большей степени, чем в нефтяных скважинах, зависит от соответствия их конструкций геологическим условиям, герметичности и прочности обсадных колонн, качества цементного кольца за колоннами.

Объясняется это следующими особенностями [244]:

- а) наличием высоких пластовых давлений в глубокозалегающих газовых и газоконденсатных пластах;
- б) давлением в обсадной колонне в процессе эксплуатации, сопоставимым с пластовым в связи с небольшой плотностью газа;
- в) высокими скоростями движения газа по фонтанным колоннам, что в ряде случаев вызывает эффект эрозии насосно-компрессорных труб;
- г) физическими свойствами газа;
- д) наличием значительно больших по величине дополнительных напряжений, возникающих в обсадных колоннах в процессе эксплуатации под действием температуры и давления газа.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, могут быть сведены к следующим:

- 1) достижение скважиной проектной глубины;
- 2) прочность конструкции скважины в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца;
- 3) качественное разобшение всех горизонтов и, в первую очередь, газовых пластов, являющихся объектами самостоятельной разработки;
- 4) достижение запроектированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);
- 5) минимальный расход материальных и денежных ресурсов на разведку и разработку месторождения;

6) максимальное использование пластовой энергии газа для его транспорта по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроектированные режимы эксплуатации (главным образом, величина суточного отбора газа из скважины) и максимальное использование пластовой энергии очень часто зависят от прочности конструкции скважин. Это противоречие является следствием того, что первые два условия требуют увеличения диаметров эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб, а последнее – уменьшения диаметра эксплуатационной колонны, так как прочностная характеристика труб находится в зависимости от их диаметра: чем меньше диаметр, тем при прочих равных условиях выше прочность труб.

Противоречия устраняются во всех случаях в пользу обеспечения необходимой прочности колонн обсадных труб, входящих в конструкцию скважины.

В процессе вскрытия газовых горизонтов по различным причинам могут возникать газопрооявления, а в ряде случаев – и нерегулируемые фонтаны. В связи с низкой плотностью давление газа при этом на устье может составить до 90–92 % пластового. В результате высокого давления газа может произойти гидроразрыв пород в незакрепленной части ствола с выходом газа на поверхность (грифоны).

Для предупреждения гидроразрыва при газопрооявлениях перед вскрытием газовых горизонтов обсадная колонна должна быть спущена на такую глубину, при которой обеспечивается перекрытие пород. Величина гидроразрыва пород меньше возможного давления газа при проявлениях [244].

Глубина спуска указанной обсадной колонны

$$h \geq \frac{p_h}{a},$$

где h – глубина спуска обсадной колонны при вскрытии газовых пластов в м; p_h – максимальное давление жидкости или газа в герметизированной на устье скважины при ее фонтанном проявлении в МПа; a – градиент гидроразрыва пластов в МПа, может быть принят ориентировочно $a = 0,02$ МПа/м.

Помимо перекрытия комплекса пород, в которых возможен гидроразрыв давлением газовой среды, прочностная характеристика указанной обсадной колонны должна позволить проводить работу по ликвидации возможного фонтанирования (глушение, что связано с созданием высоких давлений) и обеспечивать достаточное сопротивление сминающим усилиям, возникающим в процессе фонтанирования.

Для газовых месторождений с большим этажом газоносности и аномально высокими давлениями все отложения, в которых возможны поглощения, должны быть перекрыты колоннами обсадных труб до вскрытия газового пласта.

В большинстве случаев для предупреждения поглощений необходимо перекрывать часть газоносных интервалов дополнительной промежуточной колонной до вскрытия основного объекта эксплуатации.

В ряде нефтепромысловых районов при обосновании конструкций газовых скважин наблюдается стремление укрепить их устьевую часть. Вызвано это тем, что резьбовые соединения стандартных обсадных труб недостаточно герметичны и при эксплуатации газовых скважин часто возникают межколонные проявления, а в наиболее тяжелых случаях – грифонообразования.

Устьевая часть конструкции усиливается за счет дополнительной обсадной колонны перед спуском эксплуатационной.

На первый взгляд, такое усиление конструкции оправдано. Обсадная колонна диаметром 219 мм спускается в скважину после достижения проектной глубины и подвешивается на устье. Затем спускается эксплуатационная 146-мм колонна.

Указанные обсадные колонны цементируются в две ступени. Первой ступенью осуществляется подъем цементного раствора до башмака 219-мм колонны. Излишек цементного раствора вымывается при прокачке бурового раствора в кольцевое пространство между 219-мм и 146-мм колоннами с выходом циркуляции на устье в пространстве между 219-мм и 273-мм колоннами. После окончания схватывания цементного раствора первой ступени цементируется вторая ступень.

Однако недостатки, присущие этой усиленной конструкции, не позволяют рекомендовать ее для повсеместного применения на промыслах.

6.10.2. ВЛИЯНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ И ДЕФОРМАЦИИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

В практике бурения и эксплуатации глубоких скважин в условиях высоких забойных температур и пластовых давлений происходят осевые деформации обсадных колонн. Указанные деформации достигают значительных величин. Так, при температуре на устье 80–85 °С промежуточная 273-мм колонна удлинилась более чем на 500 мм. В процессе испытания газового объекта на скв. 360 Калужская осевая деформация жестко связанных колонной головкой обсадных колонн диаметрами 146 и 219 мм составила более 300 мм. Во время эксплуатации газового горизонта на скв. 115 Калужская наблюдалось удлинение на 130 мм трех жестко связанных обсадных колонн диаметрами 127, 168 и 273 мм.

На нефтяном месторождении Хаян-Корт осевые деформации 168-мм колонн на 300–400 мм наблюдаются почти на каждой скважине, т.е. практикой доказано, что в эксплуатирующихся глубоких скважинах происходят значительные осевые деформации обсадных колонн.

Исследование этого явления показало, что осевые деформации возникают в результате изменяющихся температурного режима обсадных колонн и давления внутри обсадной колонны.

Для устранения осложнений, которые вызываются изменением первоначальной напряженности обсадной колонны, необходимо отдельно изучить влияние температуры и давления. Это объясняется тем, что температура газа на устье намного выше, чем температура нефти в нефтяных скважинах, и поэтому наиболее ярко выражены осевые деформации в газовых скважинах.

Передача теплоты от флюида, движущегося по насосно-компрессорным трубам, к стенкам эксплуатационной колонны осуществляется главным образом за счет конвективного теплообмена.

Наиболее надежные количественные отношения для конвективного теплообмена можно получить по эмпирическим уравнениям, основанным на теории подобия.

При установившемся тепловом режиме ($Q = \text{const}$) изменение температур концентрически расположенных сред по нормальному сечению определяется по формуле

$$t_n - t_{n-1} = \frac{1}{2\pi\lambda} \ln \frac{d_n}{d_{n-1}} Q, \quad (6.70)$$

где Q – количество теплоты, Дж/(м·ч); d_n и d_{n-1} – диаметры внутренней и внешней поверхности, м; t_n и t_{n-1} – температуры соответствующих поверхностей, °С.

Для упрощения расчетов принимаем следующие допущения:

1) температура внутренней стенки насосно-компрессорных труб (НКТ) равна температуре движущегося газа, которая в поперечном сечении НКТ постоянна;

2) в связи с низким тепловым сопротивлением металла изменением температуры по толщине стенок труб пренебрегаем;

3) коэффициент теплопроводности среды за обсадной колонной (цементный камень, глинистый раствор) принимаем равным коэффициенту теплопроводности горных пород, так как их величины достаточно близки.

С учетом принятых допущений для схемы (рис. 6.43) будем иметь

$$\left. \begin{aligned} t_1 - t_2 &= \frac{1}{2\pi\lambda_3} \ln \frac{D_1}{d_2} Q, \\ t_2 - t_3 &= \frac{1}{2\pi\lambda_{г.п}} \ln \frac{D_3}{D_2} Q. \end{aligned} \right\} \quad (6.71)$$

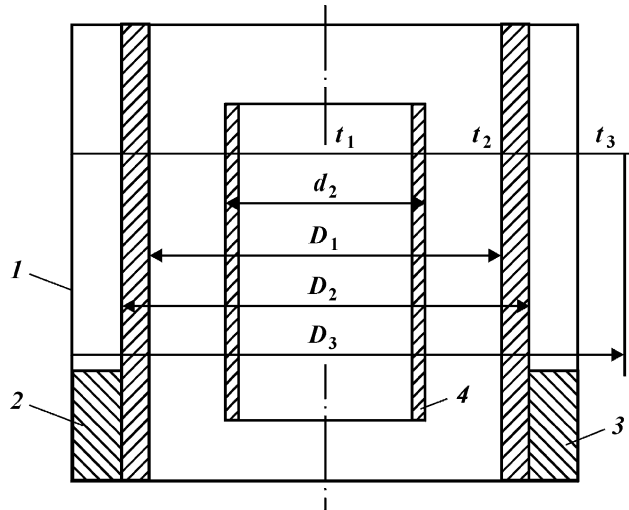
Суммируя левые и правые части системы уравнения и решая их относительно Q , получаем

$$Q = \frac{2\pi(t_1 - t_3)}{\frac{1}{\lambda_3} \ln \frac{D_1}{d_2} + \frac{1}{\lambda_{г.п}} \ln \frac{D_3}{D_2}}, \quad (6.72)$$

где t_1 – температура флюида в данном сечении, °С; t_3 – температура горных пород по геотермическому градиенту в том же сечении, °С; d_2 – наружный диаметр НКТ в м; D_1 , D_2 – соответственно внутренний и наружный диаметры обсадной колонны в м; D_3 – диаметр цилиндра горной породы, находящейся под термическим влиянием флюида, в м; λ_3 – эквивалентный коэффициент теплопроводности среды в затрубном пространстве, учитывающий наличие конвекции, в ккал/(м·ч·°С), $\lambda_{г.п}$ – коэффициент теплопроводности горных пород в ккал/(м·ч·°С).

Рис. 6.43. К расчету температурных изменений НКТ:

1 – горные породы; 2 – цементное кольцо (глинистый раствор); 3 – обсадная колонна; 4 – колонна насосно-компрессорных труб



Коэффициент λ_3 , учитывающий конвективный перенос теплоты, определяется по формуле

$$\lambda_3 = \lambda_0,18(\text{GrPr})^{0,25}; \quad (6.73)$$

$\text{Gr} = \frac{\beta g \delta^3}{\nu^2} \Delta t$ – критерий Грасгофа; $\text{Pr} = 3600 \frac{\nu}{\lambda} C \gamma$ – критерий Прандтля; β – коэффициент сжимаемости флюида, заполняющего затрубное пространство; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – гравитационная постоянная; δ – величина кольцевого зазора между насосно-компрессорными трубами и обсадной колонной, м; ν – коэффициент кинематической вязкости флюида, $\text{м}^2/\text{с}$; C – теплоемкость флюида, $\text{ккал/кг}\cdot^\circ\text{C}$; γ – объемный вес флюида, кгс/м^3 ; Δt – разность температур стенок НКТ и обсадной колонны, $^\circ\text{C}$.

Определить температуру обсадной колонны в заданном сечении можно методом последовательных приближений:

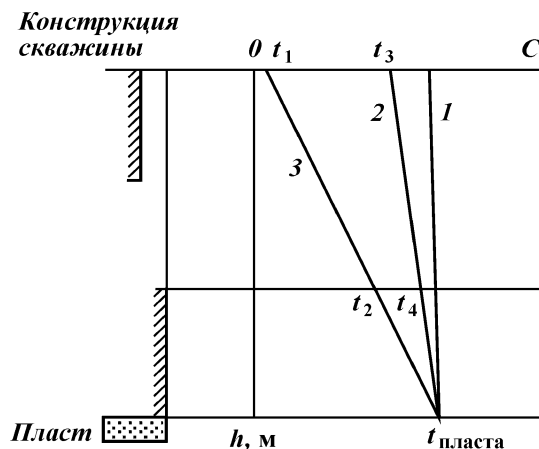
- 1) задаются величиной Δt , входящей в критерий Грасгофа;
- 2) по формуле (6.73) определяется величина λ_3 ;
- 3) по формуле (6.72) определяется количество теплоты, передаваемой от флюида к породе;
- 4) по формуле (6.71) определяется температура колонны;
- 5) сравниваются величины Δt , которыми задались, и $\Delta t' = t_1 - t_2$. Если $\Delta t \approx \Delta t'$, то температура обсадной колонны вычислена верно. При $\Delta t \neq \Delta t'$ расчет повторяется с новым значением Δt .

Температурные деформации, напряжения и усилия в колоннах обсадных труб. С помощью описанного выше метода можно находить температурный режим колонны в процессе эксплуатации скважины.

Для определения дополнительных температурных деформаций и напряжений обсадной колонны необходимо вычислить среднюю температуру.

Учитывая практическую линейность изменения температуры горных пород с глубиной и температуры флюида, а следовательно, и обсадной колонны (рис. 6.44), в первом приближении $\Delta t_{\text{ср}}$ можно определить по формуле

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (6.74)$$



где t_1 и t_2 – температура теплового поля Земли, $^\circ\text{C}$; t_3 , t_4 – граничные значения температуры обсадной колонны в незацементированной ее части, $^\circ\text{C}$.

Установим величины деформаций и напряжений для двух способов закрепления колонн на устье скважины:

Рис. 6.44. Схема изменения температур по глубине скважины:

1, 3 – кривые, характеризующие соответственно изменение температуры флюида и обсадной колонны; 2 – кривая, характеризующая температурное поле Земли

Рис. 6.45. Расчетная схема определения деформаций колонны (случай I)

а) колонны не закреплены на устье, но жестко связаны друг с другом;

б) колонны жестко закреплены на устье.

Если бы колонны не были связаны, то деформация за счет температурного перепада каждой из них (рис. 6.45) была бы равна

$$\Delta l_1 = a l_1 \Delta t_{\text{ср } 1}; \quad (6.75)$$

$$\Delta l_2 = a l_2 \Delta t_{\text{ср } 2}, \quad (6.76)$$

где a – коэффициент линейного температурного расширения, $1/^\circ\text{C}$ (для стали $a = 13 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$; $\Delta t_{\text{ср } 1}$ и $\Delta t_{\text{ср } 2}$ – средние изменения температуры колонны, определенные по формуле (6.74), $^\circ\text{C}$; l_1 и l_2 – длины колонн, не закрепленные цементом, м.

При жестком соединении обсадных колонн друг с другом их деформации будут одинаковыми (см. рис. 6.45). При этом деформация внутренней колонны будет меньше, а внешней – больше, чем в свободном состоянии.

Вследствие жесткой связи в колоннах возникают силы, равные между собой:

$$P_1 = P_2 = P.$$

В пределах упругости сила P и деформация колонн следуют закону Гука, т.е.

$$\Delta l'_1 = \frac{P l_1}{E F_1}; \quad \Delta l'_2 = \frac{P l_2}{E F_2}.$$

Из рисунка видно, что

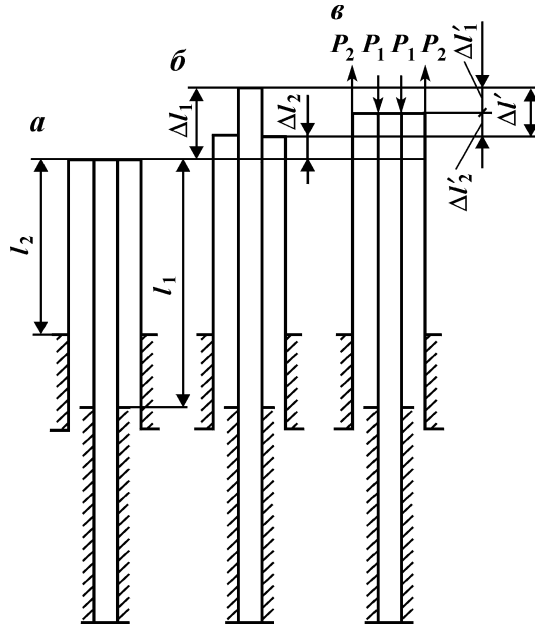
$$\Delta l' = \Delta l'_1 + \Delta l'_2 = \Delta l_1 - \Delta l_2,$$

но

$$\Delta l' = \frac{P l_1}{E F_1} + \frac{P l_2}{E F_2}.$$

Таким образом, дополнительное усилие, возникающее в эксплуатационной колонне, жестко связанной с промежуточной, но не закрепленной на устье, будет представлено в виде

$$P_t = \frac{\Delta l'}{\frac{l_1}{E F_1} + \frac{l_2}{E F_2}} = \frac{a(l_1 \Delta t_{\text{ср } 1} - l_2 \Delta t_{\text{ср } 2})}{\frac{l_1}{E F_1} + \frac{l_2}{E F_2}}, \quad (6.77)$$



где E – модуль Юнга, $E = 2,1 \cdot 10^{10}$ кгс/м²; F_1 и F_2 – площади поперечного сечения обсадных колонн, вычисленные по средней толщине стенки, м².

Деформации колонн при жесткой связи между ними

$$\Delta l = \Delta l_1 - \Delta l'_1$$

или

$$\Delta l = \Delta l_2 - \Delta l'^2.$$

Дополнительные напряжения, вызванные изменением температурного режима колонн и соответствующие усилию P_t , можно найти по формулам.

Для внутренней колонны

$$\sigma = \frac{aE(l_1\Delta t_{cp1} - t_2\Delta t_{cp2})}{l_1 + l_2 \frac{F_1}{F_2}}. \quad (6.78)$$

Для внешней колонны

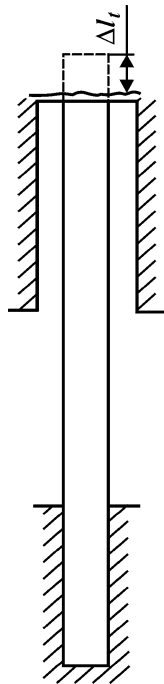
$$\sigma = \frac{aE(l_1\Delta t_{cp1} - t_2\Delta t_{cp2})}{l_2 + l_1 \frac{F_2}{F_1}}. \quad (6.79)$$

При втором способе крепления колонн на устье (рис. 6.46) и изменении ее температуры на Δt_{cp} (в °С) обсадная колонна стремится изменить свою длину на Δl_t . Но так как расстояние между точками крепления ее концов неизменно, в ней возникает сила

$$P_t = -\sigma E F_1 \Delta t_{cp}. \quad (6.80)$$

Дополнительное напряжение, возникающее при действии на колонну силы P_t ,

$$\sigma = \frac{P_t}{F_1} = -aE\Delta t_{cp}. \quad (6.81)$$



Таким образом, по известным данным о температурном режиме, конструкции скважины и способам обвязки обсадных колонн на устье можно определить возникающие в ней деформации, дополнительные усилия и напряжения.

Из приведенного выше следует, что при увеличении температуры колонны и ограничении ее деформации в ней возникают усилия, вызывающие дополнительные сжимающие напряжения, которые обуславливают продольный изгиб в части незацементированного участка обсадной колонны.

Известно, что изменение знака напряжения в обсадной колонне и ее продольный изгиб способствуют дегерметизации резьбовых соединений. В связи с этим необходимо принимать специальные меры по предупреждению изменения знака напряжения, а следовательно, и продольного изгиба. Этой мерой является дополнительное натяжение колонны при ее обвязке.

Рис. 6.46. Схема определения деформаций обсадной колонны (случай II)

В процессе эксплуатации эксплуатационная колонна для предупреждения дегерметизации резьбовых соединений должна находиться в растянутом состоянии при линейном распределении растягивающих напряжений вдоль оси колонны, изменяющихся от нуля на границе с цементным кольцом до максимума у устья скважины.

В то же время из условия прочности максимальное растягивающее усилие должно всегда оставаться меньше допускаемой растягивающей нагрузки для резьбового соединения обсадной колонны.

Если при обвязке на устье эксплуатационная колонна будет растянута с усилием, равным весу (в воздухе) его незацементированной части, то до пуска скважины в эксплуатацию характер напряженного состояния колонны будет удовлетворять условию предупреждения дегерметизации резьбовых соединений (максимум растягивающих напряжений у устья и нуль на границе с цементным камнем).

После пуска скважины в эксплуатацию в колонне под влиянием изменившихся температур произойдет перераспределение напряжений на величину, определяемую формулами (6.79) и (6.81).

За счет увеличения температуры колонны (эксплуатационная скважина) в нижней части незацементированного ее участка возникнут сжимающие усилия, продольный изгиб и связанные с этим пропуски газа в межколонное пространство через резьбовые соединения.

Таким образом, для нейтрализации дополнительных температурных напряжений натяжение эксплуатационной колонны при обвязке ее на устье следует производить с усилием

$$Q_{\pi} = Q - P_t,$$

где Q – вес незацементированной части колонны (в воздухе), кН; P_t – дополнительное усилие, возникающее в колонне при изменении ее температурного режима, кН.

Величина P_t определяется по формуле (6.77), (6.80) в зависимости от характера обвязки колонны на устье.

Следует отметить, что знак дополнительного усилия определяется характером воздействия на обсадную колонну. Если дополнительное усилие вызывает напряжение сжатия, то оно берется со знаком минус, растягивающее – со знаком плюс.

В процессе эксплуатации скважин под действием внутреннего избыточного давления обсадные трубы деформируются в радиальном, тангенциальном и осевом направлениях.

Рассмотрим подробно влияние избыточного давления на величину осевых деформаций обсадной колонны.

Установлено, что под влиянием внутреннего и внешнего давлений, действующих на обсадную колонну, в ней возникают осевые нормальные напряжения, зависящие от соотношения величин этих давлений, размера обсадных колонн и характера их обвязки на устье.

В общем виде напряжения могут быть выражены следующей зависимостью:

$$\sigma_N = \frac{d\mu(p_0 l_1 + \frac{\gamma l_1^2}{20})}{28(l_1 + l_2) \frac{F_1}{F_2}} + \frac{\pi d^2 p_0}{4(F_1 + F_2) \frac{l_1}{l_2}} - \frac{\mu D \gamma l_1^2}{408(l_1 + l_2) \frac{F_1}{F_2}}, \quad (6.82)$$

где d – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, см; $\mu = 0,3$ – коэффициент Пуассона; p_0 – избыточное давление в обсадной колонне, кгс/см² (МПа); γ – объемный вес флюида, заполняющего колонну, гс/см³; δ – толщина стенки обсадной колонны, см; D – наружный диаметр обсадной колонны, см; γ_1 – объемный вес жидкости за обсадной колонной, гс/см³. Обозначения l_1 , l_2 , F_1 и F_2 те же, что и выше (l – в см, F – в см²).

Первый член этого выражения характеризует влияние внутреннего давления, действующего радиально, на нормальные напряжения по оси колонны; второй – влияние внутреннего давления на устьевую обвязку (дно колонны); третий – влияние наружного гидростатического давления, действующего радиально, на нормальные напряжения по оси колонны.

Для условий свободного верхнего конца, т.е. при $F_2 = 0$,

$$\sigma_N = \frac{dp_0}{4\delta}. \quad (6.83)$$

Если верхний конец колонны закреплен жестко, т.е. $F_2 = \infty$,

$$\sigma_N = \frac{\mu}{2\delta} \left(dp_0 + \frac{d\gamma - D\gamma_1}{20} \right). \quad (6.84)$$

После определения напряжений можно найти дополнительные усилия

$$P_N = \frac{\mu d(p_0 l_1 + \frac{\gamma l_1^2}{2})}{2\delta \left(\frac{l_1}{F_1} + \frac{l_2}{F_2} \right)} + \frac{\pi d^2 p_0}{4 \left(1 - \frac{F_2 l_1}{F_1 l_2} \right)} - \frac{\mu d \gamma_1 l_1^2}{4\delta \left(\frac{l_1}{F_1} + \frac{l_2}{F_2} \right)}. \quad (6.85)$$

Если при ограничении деформации колонн по мере роста температуры напряжения растяжения уменьшаются, а затем переходят в напряжения сжатия, то с ростом внутреннего избыточного давления напряжения растяжения увеличиваются.

Поэтому при определении натяжения обсадной колонны следует учитывать величину и знак дополнительного напряжения, возникающего от действия на обсадную колонну внутреннего и внешнего давлений.

6.10.3. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ПУТЕМ ДОВИНЧИВАНИЯ ЕЕ В СКВАЖИНЕ [83]

Негерметичность резьбовых соединений обсадных труб, как указывалось выше, – одна из наиболее распространенных причин возникновения межколонных проявлений в газовых скважинах в период опробования и эксплуатации. Вместе с тем, ремонт колонны, связанный с ликвидацией перетоков газа через резьбовые соединения, – очень трудоемкая операция.

Дополнительная герметизация резьбовых соединений в скважине путем ремонтно-исправительного цементирования, закачки различных смол и т.п. оказывается не всегда успешной.

В некоторых районах СНГ, в том числе на Кубани, с целью дополнительной герметизации резьбовых соединений обсадных труб применяют метод довинчивания эксплуатационных колонн в скважинах.

Относительно высокая доля (%) полученных результатов дает основание рекомендовать его для дальнейшего применения в практике строительства нефтяных и газовых скважин. При этом в первую очередь следует повышать герметичность резьбовых соединений обсадных труб за счет применения специальных уплотнительных резьбовых смазок, внедрения новых типов высокогерметичных резьбовых соединений обсадных труб, безрезьбовых соединений и т.п.

До последнего времени метод довинчивания колонн применялся в большинстве районов для герметизации эксплуатационных колонн, резьбовые соединения которых были смазаны неполимеризующейся смазкой – суриком, разведенным на олифе, графитной смазкой и смазкой, приготовленной на силиконовой основе. Метод довинчивания колонн применяли и в тех случаях, когда муфты на трубы навинчивались на неполимеризующейся смазке, а полимеризующаяся смазка применялась только при спуске колонны или на-оборот.

Негерметичные эксплуатационные колонны довинчивались в тех случаях, когда для смазки резьбовых соединений применялся полимеризующийся уплотнительный состав типа УС-1.

Если негерметичные резьбовые соединения находятся выше цементного кольца, то в большинстве случаев довинчиванием их удастся восстановить герметичность.

Вследствие того, что в верхней части цементного кольца расположены значительные зоны включений бурового раствора, цементный камень, как правило, неоднороден и часто имеет меньшую прочность по сравнению с прочностью основной массы, вначале удастся вращать колонну не на некотором участке в цементном камне или вместе с ним при необходимом крутящем моменте. При довинчивании резьбовых соединений происходит укорочение колонны; соединительные муфты и трубы все больше защемляются в уплотняющемся цементном камне и воспринимают на себя все большую часть крутящего момента. Вследствие ограничения в осевом перемещении муфт создаются дополнительные осевые усилия в резьбовых соединениях, для дополнительного крепления которых, в свою очередь, требуются большие крутящие моменты. В результате этого основная цель – повышение герметичности резьбовых соединений – не всегда достигается. К моменту обнаружения негерметичности резьбовых соединений нередко буровое оборудование оказывалось частично или полностью демонтированным.

Для выполнения операций по довинчиванию колонны в подобных случаях необходимо заглушить скважину, демонтировать фонтанную арматуру, установить вышку, ротор, привод ротора, демонтировать колонную головку. После довинчивания колонны устье скважины следует вновь оборудовать колонной головкой и фонтанной арматурой, а буровое оборудование демонтировать. Это связано со значительными излишними затратами средств и времени. Кроме того, после довинчивания колонны при вторичном монтаже колонной головки возникают известные трудности. Поэтому на Кубани было признано более целесообразным применять профилактическое довинчивание эксплуатационной колонны в скважине после ОЗЦ до оборудования устья колонной головкой. В случае двухступенчатого цементирования довинчивание колонны осуществляется после затвердения цементного раствора нижней ступени.

Метод профилактического довинчивания эксплуатационных колонн сравнительно прост, не требует существенных дополнительных затрат

средств и времени и вместе с тем очень эффективен. Например, в первый период внедрения этого метода (1964–1965 гг.) на Майкопском газоконденсатном месторождении Краснодарнефтегаз из 19 проанализированных скважин, где был осуществлен метод профилактического довинчивания 146-мм эксплуатационных колонн, в 15 скважинах межколонные газопроявления полностью отсутствовали как при опробовании, так и при эксплуатации; в четырех скважинах они постепенно самопроизвольно прекратились после ввода в эксплуатацию и на одной были ликвидированы после дополнительного довинчивания эксплуатационной колонны.

В табл. 6.31 приведены основные данные по указанным скважинам.

В период опробования давление газа в заколонном пространстве на устье скважин было в пределах 16,5–22,0 МПа. Этот и многие другие, имеющиеся в практике, примеры убедительно доказывают целесообразность применения профилактического довинчивания эксплуатационных колонн.

После окончания цементирования скважины и истечения установленного срока ОЗП, как и при обычном ведении работ, определяется качество цементного кольца и положение верхней его границы.

После этого демонтируется противовыбросовое оборудование.

Цель следующего этапа работы – уточнение длины незацементированной и недостаточно зацементированной цементным камнем части колонны (подвижной части колонны).

Для получения более достоверного результата лучше пользоваться двумя способами: широко известным способом с использованием закона Гука и с помощью магнитного прихватаопределителя. Применительно к обсадным колоннам длину свободной части по первому способу можно определять следующим образом.

По закону Гука будем иметь

Таблица 6.31

Довинчивание колонны на некоторых скважинах Кубани

Номер скважины	Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	Глубина верхней границы цементного камня за эксплуатационной колонной, м	Метод сборки труб в колонну	Число оборотов на устье	Межколонные газовые проявления после опробования скважины
33	2632	360	На элеваторах	83	Нет
39	3149	640	То же	100	Были
41	3630	820	“	155	“
43	2850	1520	На клиньях	50	Нет
45	3073	1140	На элеваторах	180	“
46	2812	175	На спайдере	69	“
49	2669	320	На клиньях	60	Были
50	2849	500	То же	14	“
51	2680	640	“	80	Нет
52	2841	1274	“	180	“
53	2840	1200	“	108	“
56	2849	1870	На элеваторах	170	“
58	2925	1311	На клиньях	180	“
59	2849	1140	На элеваторах	100	“
61	2850	950	На клиньях	115	“
71	2816	До устья двух- ступенчатое	На элеваторах	124	“
73	2819	265	На клиньях	260	“
78	2850	1640	На элеваторах	150	“
80	2851	До устья двух- ступенчатое	На клиньях	150	“

$$L = 1,05 \frac{FE}{P_2 - P_1} \Delta L, \quad (6.86)$$

где L – длина подвижной части колонны, см; F – средневзвешенная площадь поперечного сечения обсадных труб для участка колонны, свободного от цементного камня, см²; E – модуль упругости первого рода, для стали марки $E = 2,1 \cdot 10^6$ кгс/см²; $P_2 - P_1$ – растягивающее усилие, кг; ΔL – удлинение колонны под действием растягивающего усилия, см; 1,05 – коэффициент, учитывающий жесткость соединительных муфт обсадных труб, а также трение колонны о стенки скважины.

Усилия P_1 и P_2 выбираются следующим образом.

1. Производится натяжение колонны талевой системой на величину P_1 , равную примерно весу свободной от цементного камня части колонны плюс 50–70 кН; в таком положении делается отметка на ведущей трубе на уровне неподвижной плоскости, например, на уровне стола ротора.

Не снимая натяжения P_1 , увеличивают его на 70–80 кН и сейчас же уменьшают до первоначальной величины P_1 , сделав после этого вторую отметку на трубе. Такая операция проводится для учета трения в талевой системе и частично – трения колонны о стенки скважины. Средняя черта между двумя отметками принимается за верхнюю отметку для определения ΔL .

2. Увеличивается натяжение колонны до P_2 при приложении дополнительного усилия в 15–20 м. Предварительно необходимо проверить, будут ли резьбовые соединения колонны при натяжении на величину P_2 и последующем его увеличении удовлетворять условию прочности. Рекомендуется в этих случаях обеспечивать коэффициент запаса прочности на срабатывание резьбовых соединений не менее 1,3.

Сделав отметку на трубе, увеличивают натяжение колонны на 7–8 м и сейчас же снижают его до величины P_2 , сделав на трубе вторую отметку. Средняя черта между этими двумя отметками принимается за нижнюю отметку для определения ΔL .

Длина подвижной части колонны определяется с помощью магнитного прихватоопределителя ПО-7 следующим образом. Колонна подвешивается на роторе с некоторым натяжением, величина которого находится в пределах допустимой. Производится контрольная запись магнитного фона по всей колонне. После этого в колонне с равными промежутками наносятся магнитные реперы. У верхней границы цементного кольца ± 100 м частота нанесения реперов может быть принята равной 10 м, по остальной части колонны – 20–30 м.

С целью экономии времени контрольная запись и нанесение магнитных реперов могут быть произведены не по всей колонне, а начиная с глубины на 100–200 м ниже верхней границы цементного кольца.

После нанесения реперов колонна подвергается 6–7-кратной разгрузке и натяжению на 15–20 м (но с учетом необходимого коэффициента запаса прочности резьбовых соединений) по отношению к весу свободной части колонны, определенной по ОЦК. Затем колонна вновь подвешивается на роторе, и производится контрольная запись магнитных реперов.

В этой части колонны, которая при натяжении подвергалась деформациям, т.е. в свободной подвижной части колонны, произойдет размагничивание магнитных меток.

Определив с возможной точностью длину подвижной части колонны, приступают к ее довинчиванию.

Предварительно необходимо задаться значением предельного крутящего момента для довинчиваемых резьбовых соединений труб и постоянно контролировать величину создаваемого крутящего момента. В противном случае чрезмерная затяжка резьбовых соединений может привести к значительному ослаблению или к необратимой потере герметичности последних.

Величина предельного крутящего момента должна выбираться в зависимости от диаметра толщин стенок и марок сталей обсадных труб, а также в зависимости от типа резьбовых смазок, применявшихся при навинчивании муфт на трубы и спуске колонны в скважину.

В табл. 6.32 приведены рекомендуемые крутящие моменты свинчивания [8] для наиболее часто употребляемых размеров обсадных труб.

Для 139,7-мм труб крутящие моменты свинчивания, очевидно, будут такими же, как и для 146-мм труб. За величину предельного крутящего момента можно принимать большее значение крутящего момента свинчивания, полученного экспериментальным путем.

Так как обычно незацементированный участок колонны состоит из труб одной-двух толщин стенок, изготовленных из стали различных марок, то можно принимать для всей довинчиваемой колонны величину предельного крутящего момента, соответствующего трубам с меньшей толщиной стенки для меньшей прочности.

Довинчивать колонну можно двумя способами – сверху вниз и снизу вверх. Оба эти способа основаны на том, что под действием крутящего момента, приложенного к верхней трубе, довинчивание резьбовых соединений будет происходить при прочих равных условиях в той части колонны, которая не испытывает осевых растягивающих или сжимающих усилий.

Большинство исполнителей работ предпочитают способ сверху вниз вследствие более удобного варьирования натяжением колонны в процессе довинчивания.

Процесс довинчивания этим способом осуществляется следующим образом. К верхней обсадной трубе через переводник присоединяется ведущая труба. Обсадная колонна полностью разгружается. В таком положении с помощью ротора и ведущей трубы докрепляются резьбовые соединения верхнего участка колонны. Так как при довинчивании колонна все время укорачивается и происходит ее самопроизвольное натяжение, необходимо периодически разгружать ее до исходного положения. После полного закрепления резьбовых соединений на первом участке делается натяжение на 30–50 кН, и

Таблица 6.32
Рекомендуемые крутящие моменты свинчивания труб, кН·м

Толщина стенок труб, мм	Диаметр трубы, мм					
	146			168		
	Экспериментальные		Теоретические	Экспериментальные		Теоретические
	Марка стали			Марка стали		
	Д	Ем, Е, Л		Д	Ем, Е, Л	
7	5,00–5,50	5,50–6,00	5,45–7,00	5,00–5,50	5,50–6,00	5,25–6,70
8	5,50–6,00	6,00–6,50	6,10–7,80	5,50–6,00	6,00–6,50	5,90–7,55
9	6,00–6,50	6,50–7,00	6,75–8,65	6,00–6,50	6,50–7,00	6,50–8,30
10	6,50–7,00	7,00–7,50	7,30–9,35	6,50–7,00	7,00–7,50	7,00–8,95
11	7,00–7,50	7,50–8,00	7,85–10,05	7,00–7,50	7,50–8,00	7,55–9,65
12	7,50–8,00	8,00–8,50	8,35–10,70	7,50–8,00	8,00–8,50	8,05–10,30

операция снова повторяется. Чтобы учесть возможную ошибку, заканчивать процесс довинчивания следует при натяжении, несколько превышающем вес незацементированной части колонны. Таким образом, докрепляются все резьбовые соединения незацементированной части колонны.

Довинчивание способом снизу вверх осуществляется аналогично описанному способу, но в обратном порядке с постепенным уменьшением натяжения колонны.

В результате колонна укорачивается на величину l . Очевидно, укорочение должно соответствовать величине

$$l = tN, \quad (6.87)$$

где l – укорочение колонны после довинчивания; t – шаг резьбы; N – суммарное число оборотов колонны в результате довинчивания резьбовых соединений.

Проседание колонны при разгрузке ее после довинчивания на большую величину указывает на нарушение замещения ее на некотором участке. По окончании довинчивания колонны устье скважины оборудуется колонной головкой и фонтанной арматурой по общепринятой для данного района схеме.

Как было указано выше, резьбовые соединения должны докрепляться с определенным усилием.

Наиболее точно крутящий момент, прикладываемый к верхней трубе довинчиваемой колонны, можно контролировать с помощью роторного моментомера. В этом случае необходимый крутящий момент на роторе

$$M_p = K'_t M_n, \quad (6.88)$$

где K'_t – коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение на участке колонны от устья до зоны довинчивания; M_n – предельный крутящий момент для резьбовых соединений.

Крутящий момент, передаваемый от ротора, постепенно затухает на нижних участках колонны вследствие трения последней о стенки скважины. Потери крутящего момента на трение зависят от длины и натяжения колонны, характера искривления ствола скважины, качества промывочной жидкости за колонной и т.д. Для установления таких зависимостей требуются специальные исследования.

Исходя из практики довинчивания колонн, для скважин, имеющих относительно небольшую кривизну (до $5-7^\circ$), можно принять прямолинейную зависимость K'_t от глубины для растянутой колонны. Значение K'_t рекомендуется принимать в пределах от 1,0 для верхнего участка колонны до 1,2–1,3 для участков колонны на глубине 2000 м, что соответствует увеличению K'_t на 0,010–0,015 на каждые 100 м глубины скважины.

В общем случае для свободной части колонны длиной до 2000–2500 м можно записать формулу для определения K'_t в следующем виде:

$$K'_t = 1 + \frac{H}{100} (0,010 \div 0,015),$$

где H – длина растянутой части колонны, м.

Таким образом, для обеспечения равномерного закрепления всех резьбовых соединений при довинчивании колонны способом сверху вниз необходимо по мере натяжения колонны увеличивать момент, прикладываемый к верхней обсадной трубе. При этом натяжения в теле верхней трубы могут

достигать опасных величин. Наиболее слабым местом трубы является сечение по последней впадине резьбы, находящейся в зацеплении.

Задавая величину крутящего момента на роторе, необходимо соблюдать условие $M_p \leq M_{\max}$, где $M_{\max}$ – максимально допустимая величина крутящего момента для труб.

Расчетные значения $M_{\max}$ для 146-мм труб (по данным О.А. Лебедева и др.) приведены в табл. 6.33.

В любом случае допустимый крутящий момент из условия нарушения прочности тела трубы по впадине резьбы может быть определен по формуле

$$M_{\max} = \frac{\pi}{16} \frac{D^4 - d^4}{D} [\sigma]_{\text{кр}}, \quad (6.89)$$

где D – наружный диаметр трубы в опасном сечении, см; d – внутренний диаметр трубы, см; $[\sigma]_{\text{кр}}$ – соответственно 120,0 и 150,0 МПа.

Если нет возможности измерять величину прикладываемого к верхней обсадной трубе крутящего момента, можно контролировать его косвенным путем по углу закручивания колонны.

Используя известную зависимость между крутящим моментом и углом закручивания трубы применительно к нашей задаче, можно записать

$$n = \frac{M_{\text{п}} L K_{\text{т}}''}{2\pi I_{\text{п}} E'}, \quad (6.90)$$

где n – число оборотов закручивания колонны (закручивание за счет довинчивания резьбовых соединений не учитывается); $M_{\text{п}}$ – предельный крутящий момент для резьбовых соединений, кгс/см; L – длина подвижной части колонны, см; $I_{\text{п}}$ – полярный момент инерции сечения обсадных труб, см⁴; E' – модуль упругости при сдвиге, для стали $E' = 0,81 \cdot 10^6$ кгс/см²; $K_{\text{т}}''$ – коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение.

Из промысловой практики довинчивания колонн известно, что при одном и том же значении крутящего момента, приложенного к верхней обсадной трубе, угол закручивания полностью разгруженной колонны длиной 2000–2500 м почти в 2 раза меньше угла закручивания той же колонны, растянутой с усилием, равным ее весу. Поэтому, если для растянутой на величину собственного веса колонны коэффициент, учитывающий потери крутящего момента на трение, принять равным $K_{\text{т}}'' = 1 + (0,01 \pm 0,015) \frac{L}{100}$, то для частично разгруженной колонны он будет

Таблица 6.33

Расчетные величины $M_{\max}$ для 146-мм труб

Толщина стенки труб, мм	$M_{\max}$ для труб из стали марки	
	Д	Ем
6	1366	1708
7	1678	2098
8	1976	2470
9	2260	2826
10	2530	3136
11	2791	3487
12	3020	3775

$$K_t'' = \left[1 + (0,01 \div 0,15) \frac{L}{100} \right] - \frac{L - H}{100} (0,025 \div 0,03),$$

где L – длина подвижной части колонны, м; H – длина растянутой части колонны, м.

Так как в промышленной практике удобней выражать крутящий момент в кгс·м, а длину колонны в м, то в этом случае, не изменяя размерностей остальных величин, мы можем записать формулу (6.90) в следующем виде:

$$n = \frac{M_{\Pi} L K_t'' \cdot 10^4}{2\pi I_{\Pi} E'}. \quad (6.91)$$

Определив заранее допустимое число оборотов закручивания при различных длинах растянутой части колонны, можно, периодически снимая нагрузку с ротора, по числу оборотов раскручивающейся колонны контролировать величину прикладываемого к закрепляемым резьбовым соединениям крутящего момента.

6.10.4. ГЕРМЕТИЗАЦИЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ МЯГКИМ МЕТАЛЛОМ

С целью повышения герметичности резьбовых соединений Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюком и А.В. Тищенко был предложен способ уплотнения резьбовых конусных соединений путем нанесения на контактную поверхность мягкого металла¹.

Предложенный способ заключается в том, что впадины последних контактных витков внутренней резьбы заполняются слоем мягкого металла, постепенно уменьшающегося по толщине в направлении входной части резьбового соединения, создавая одновременно радиальное и торцовое уплотнение резьбовых витков труб, т.е. надежную герметизацию соединений обсадных труб.

Внутреннюю резьбу соединительной муфты обсадной трубы тщательно очищают, несколько рабочих витков заполняется возрастающим по величине слоем мягкого металла (цинка, свинца, олова, алюминия и др.).

В процессе свинчивания начальные витки наружной резьбы на трубе внедряются в слой мягкого металла, напряжение которого благодаря повышенному радиальному контактному давлению в резьбе достигает предела текучести. Мягкий металл, достигая пластического состояния, заполняет все зазоры и неровности в соединяемой резьбе, образуя надежное металлическое уплотнение.

Были испытаны различные мягкие металлы: олово, свинец и алюминий. Вследствие дешевизны и недефицитности предпочли алюминий.

Оборудование для повышения герметичности резьбы муфт применялось стандартное, с дополнительным специально сконструированным устройством типа ЭМ-6. Поверхность резьбы муфт подготавливалась способом очистки и обезжиривания с последующим равномерным нагревом муфты при вращении над источником тепла до температуры около 400 °С. Металл, распыленный с

¹ При герметичных резьбовых соединениях (по конструкции и изготовлению) смазки нужны для облегчения соединения труб.

помощью электрометаллизатора, наносится на поверхность резьбы при медленном вращении нагретой муфты.

Предложенный способ герметизации резьбовых соединений применялся на практике в Надворьянской конторе разведочного бурения треста “Прикарпатбурнефть”. Расход алюминия составлял около 8 г на одно соединение, время металлизации – около 15 с.

В 1963 г. здесь была произведена металлизация 120 муфт для соединения обсадной колонны труб диаметром 146 мм. Колонна, соединенная муфтами, обработанными таким способом, была спущена на скв. 472 и опрессована легкой нефтью на внутреннее давление, равное 30,0 МПа. Чтобы исключить влияние цементного кольца в заколонном пространстве на герметичность резьбовых соединений, верхние (360 м) колонны с металлизированными резьбовыми соединениями не были зацементированы. В течение длительного промежутка времени (более года) скв. 472 находилась в эксплуатации при рабочем давлении газа 25,0 МПа. На этой скважине в отличие от других скважин Пасечнянского месторождения никаких пропусков газа не наблюдалось.

Предложенный метод герметизации отличается простотой и высокой экономичностью, так как не требует перестройки трубной промышленности с целью нарезания специальных резьб. Предложенный метод позволяет изготавливать герметичные соединения в заводских условиях.

Резьбовые соединения с металлизированной резьбой остаются разъемными и взаимозаменяемыми, т.е. допускают развинчивание и повторное свинчивание без нарушений герметичности.

Алюминиевый слой можно наносить на оцинкованную или фосфатированную поверхность резьбы, при этом образуется биметаллическое покрытие (цинк + алюминий), которое надежно предохраняет резьбовое соединение от агрессивного действия углеводородов и даже влажных сернистых газов. Герметизация резьбовых соединений по предложенному способу позволяет использовать эти соединения практически при любой температуре в скважине и на любой глубине.

Резьбовые соединения, герметизированные мягким металлом, испытывались на гидравлическое давление, равное предельному внутреннему давлению для гладкой части трубы, изготовленной из стали данной группы прочности. Эти резьбовые соединения выдержали испытания и при погружении в воду на специальном стенде, а также на давление газа, равное 25,0 МПа, при длительной эксплуатации газовой скважины. Однако предложенный способ герметизации резьбовых соединений мягким металлом требует еще усовершенствования (технологии очистки и подготовки поверхности резьбы перед металлизацией, а также разработки режимов металлизации).

Существует значительное количество ликвидации пропусков газа через резьбовые соединения. На Краснодарском ПХГ на первой стадии работ по выявлению причин перетоков газа применялся метод снижения уровня бурового раствора в скважине следующим образом: после глушения скважины водой с последующим переходом на глинистый раствор соответствующей плотности, убедившись, что межколонные давления отсутствовали, подключали к затрубному пространству компрессор УПК-120, а трубное соединяли жесткой линией с мерником цементировочного агрегата [59].

Долив скважину до устья, начинали закачку воздуха компрессором в затрубное пространство при открытом трубном (рис. 6.47) до получения в мернике агрегата 100 л раствора. Это означало, что уровень в эксплуатац-

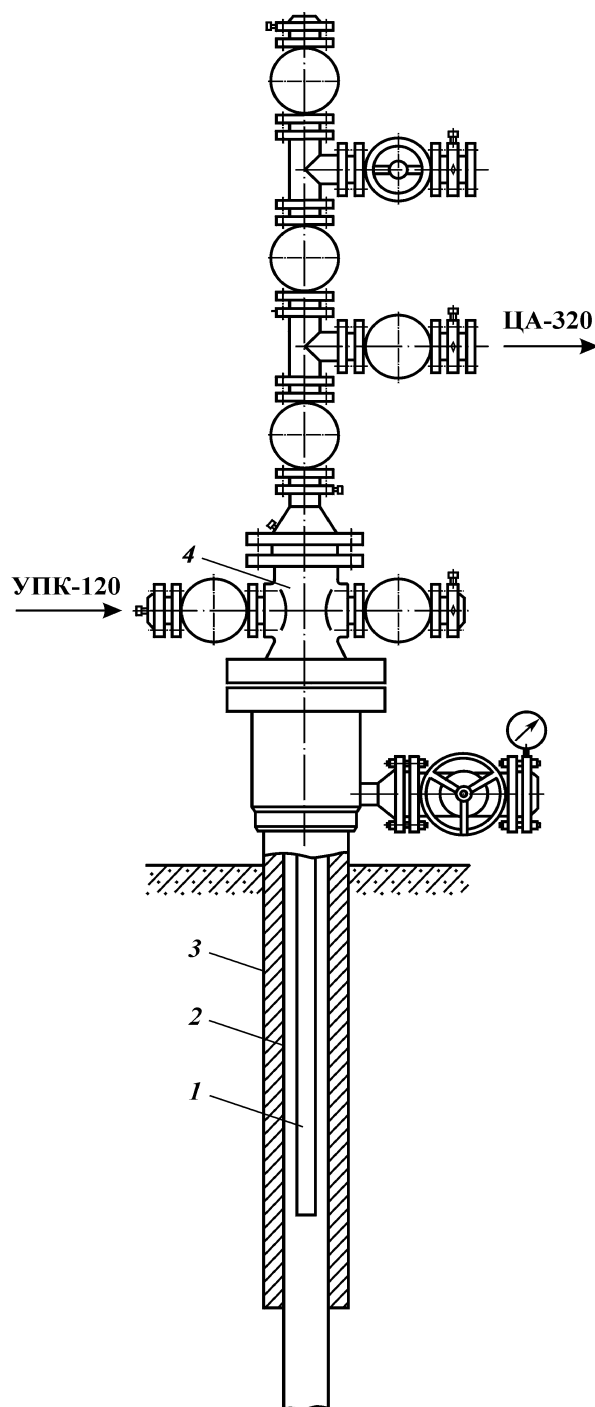


Рис. 6.47. Схема обвязки скважины компрессором и цементовочным агрегатом с целью обнаружения негерметичности в эксплуатационной колонне путем снижения уровня бурового раствора: 1 – НКТ; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – техническая колонна; 4 – трубная головка (крестовина) АФК

онной колонне диаметром 168 мм снизился на 12,5 м. Закрыв трубное пространство, продолжали нагнетать в него воздух компрессором до давления 5 МПа. Делали выдержку 10 мин с контролем давления в межколонном и затрубном пространствах.

Открыв трубное пространство, принимали в мерник еще 200 л раствора. Уровень при этом уже снижался до 37,5 м. Снова закрывали трубное пространство, контролируя в течение 10 минут давление в межколонном пространстве. Эту операцию последовательно продолжали до тех пор, пока в межколонном пространстве появлялось давление.

Перед началом работ составляли по данным испытаний исследуемой скважины таблицу по приведенной ниже форме (табл. 6.34), а после каждого вытеснения объема раствора в таблицу вносили глубину опорожнения затрубного пространства нарастающим итогом.

Из существующих способов уплотнения резьбовых соединений труб в газовых скважинах на Краснодарском ПХГ применяются: закачка герметизирующих составов (полимеров) как с наполнителями, так и без них, закачка СБС (соляробентонитовая смесь), КОФС (кубовый остаток фурфуроливого спирта) с соляной кислотой, а также спуск пакеров на НКТ ниже места установки ПДМ и перевод скважин на пакерную эксплуатацию.

При закачке герметизирующих составов в качестве основного сырья применяется омыленный таловый пек (ОТП) в виде раствора концентрацией от 18 до 25 % (по массе) и водный раствор хлорида кальция или магния. По данным авторов этого способа [5], механизм обработки заключается в том, что при контакте герметизирующего состава с солевым раствором мгновенно протекает реакция высаливания ОТП с образованием герметика, который за счет сил адгезии покрывает поверхности пор и трещин.

Полученный продукт, как утверждают авторы [5], химически устойчив до температуры 280 °С. Реализация способа проводится следующим образом: открывают задвижку межколонного пространства и сбрасывают давление за сутки до обработки. Приготавливают водный раствор талового пека 25%-ной концентрации. После полного растворения в подогретой до 40–80 °С воде цементировочным агрегатом отбирают 300 л ОТП. После 3–4 мин ожидания продувают затрубное пространство и закачивают в него водный раствор хлористого кальция в количестве 500 л. Через каждые 15–20 мин продувают скважину через затрубное пространство до появления вязкоупругого продукта на устье. Закрывают задвижки на затрубном и межколонном пространствах и ведут наблюдение за межколонным давлением. Если определено, что газ поступает в межколонное пространство в верхней части колонны и расход газа составляет 30 м³/сут и более, то готовят ОТП как и в первом случае, но в приготовленный раствор ОТП вводят наполнитель (мел) в количестве 1 % (по массе). Для образования вязкоупругого продукта в верхней ча-

Таблица 6.34

Объем вытесненного раствора, л		Снижение уровня жидкости, м		Объем вытесненного раствора, л		Снижение уровня жидкости, м	
едино-времен-ный	суммар-ный	едино-временное	суммар-ное	едино-времен-ный	суммар-ный	едино-временное	суммарное
100	100	12,5	12,5	200	900	25	112,5
200	300	25	37,5	200	1100	25	137,5
200	500	25	62,5	200	1300	25	162,5
200	700	25	87,5				

сти колонны закачку жидких компонентов ведут двумя агрегатами одновременно. Через сутки на скважине производят продувку до появления на устье следов вязкоупругого продукта.

В отличие от рекомендаций авторов этого метода на ПХГ в некоторых случаях межколонное пространство оставляли открытым. Причем на задвижку межколонного пространства ставили фланец с патрубком и шлангом диаметром 15 мм. Шланг опускали в емкость с водой, где в первое время наблюдалось бурление газа. На второй день бурление прекращалось, так как закачанные компоненты, образовав герметик, затягивались выходящим газом через неплотности в колонне и тем самым герметизировали эти неплотности. В качестве герметиков резьб обсадных колонн применяют и другие смазки (Р-402), ленты (ФУМ) и т.д. Несомненный интерес представляют двухкомпонентная антикоррозионная смазка Инкор-1, предназначенная для герметизации неподвижных резьбовых соединений всех типов и любых диаметров, в том числе не очищенных от ржавчины. Будучи нанесенной на резьбовые соединения, она увеличивается в объеме до 30 %, заполняя в процессе отверждения зазоры; испытана на давление до 70 МПа. Температура работы – от –50 до 150 °С.

При пропусках газа в ПДМ в скважинах ПХГ устанавливают на НКТ ниже ПДМ механические пакеры якорного типа. Над пакером устанавливают циркуляционный клапан такой конструкции, чтобы после распаковки и установки фонтанной арматуры при закачивании воды или облегченного раствора для вызова притока из затрубного пространства выходил раствор. Пакер опрессовывают закачкой бурового раствора в затрубное пространство. При этом из трубного пространства раствор выходить не должен, так как клапан должен закрыться.

Надо отметить, что из 28 скважин, оборудованных пакерами, с ростом пластового давления в газохранилище в 17-и из них в затрубном пространстве появлялось давление. Это происходило по причине пропусков газа в резьбовых соединениях НКТ и эксплуатационной колонны в верхней ее части, что свидетельствовало об отсутствии жидкости при выпуске газа из затрубного пространства. Об этом же свидетельствовали и высокие темпы набора давления в затрубном пространстве. При снятии кривых восстановления межколонных давлений в различных скважинах видно, что характер при перетоках газа через резьбовые соединения значительно отличается от кривых восстановления давления при перетоках, связанных с негерметичностью заколонного пространства, заполненного цементным камнем.

При перетоках газа через резьбовые соединения темп нарастания заколонного давления во времени имеет определенную постоянную закономерность, в то время как при перетоках по заколонному пространству, заполненному цементом, эта кривая с течением времени меняется. Это можно объяснить тем, что при перетоках газа по причине негерметичности резьбовых соединений размеры образовавшихся каналов, по которым проходит газ, не меняются, а поэтому их пропускная способность будет постоянной. В таких условиях нарастание межколонного давления во времени после закрытия задвижки будет определяться пропускной способностью и объемом межколонного пространства, которое заполняется газом.

Чем больше пропускная способность и меньше объем межколонного пространства, тем меньше требуется времени на восстановление межколонного давления.

При перетоках по причине негерметичности межколонного пространст-

ва, заполненного цементным камнем, газ проходит путь от продуктивного пласта до устья скважины. При этом газ поступает по системе каналов как непосредственно в цементном камне, так и по контактам стенки колонна – цементный камень. В результате этого пропускная способность каналов будет изменяться.

Большая работа в этой области проведена в СевКавНИПИгазе (Ставрополь), где в результате газодинамических исследований межколонного пространства скважин Карачаганского НКГМ, Северо-Ставропольского, Песчано-Умецкого и Елшано-Курдюмского ПХГ разработана инструкция, включающая методические приемы и способы исследования межколонных флюидопроявлений [158].

Так, при исследовании связи межколонного и затрубного пространств рекомендуется изменить давление в затрубном пространстве (ЗТП) и регистрировать изменение давления ($p_{\text{МК}}$) в межколонном пространстве. Изменить давление в затрубном пространстве можно путем кратковременного прекращения подачи (отбора) газа в скважину.

Если при изменении давления в затрубном пространстве отмечается синхронное (или с некоторым запаздыванием) изменение $p_{\text{МК}}$, то связь между ЗТП и МКП существуют.

Авторами работы [158] для проведения исследования определения дебита постоянного притока и объема межколонного пространства скважины, свободного от цементного камня предлагается обвязка, включающая следующие элементы:

- разработанный в СевКавНИПИгазе рециркуляционный сепаратор, совмещенный с ДИКТ-2, для исследования МКП (объем 10 л, производительность по газу 1000 м³/сут);

- газовые счетчики с верхними пределами измерения от 100 до 0,4 м³/сут (РГ-100, РГ-40, ГСБ-400);

- образцовые манометры, устанавливаемые до и после ДИКТ-2.

При неизвестном дебите флюида на входе сепаратора устанавливается штуцер диаметром 2 мм, а на ДИКТ-2 – диафрагма диаметром 3 мм и подключается газовый счетчик с меньшим пределом измерения до получения величины дебита постоянного притока из МКП.

В качестве комплексного устройства, сочетающего в себе высокоточные (до 0,01 МПа) аналоговые манометры и термометры, прибор замера расхода газа в широком диапазоне дебитов и устройства непрерывной записи, предварительной обработки и хранения информации с возможностью последующей передачи на компьютер, используется разработанный ВНИИгазом замерный диагностический комплекс типа “Стрела 001” или “Стрела 002”. Данный прибор позволяет с интервалом в несколько секунд фиксировать давление в нескольких точках, температуру, расход газа и суммарный объем срабатываемого газа.

После подготовки аппаратуры и химической посуды с целью отбора проб жидкости и газа для химического анализа, а также термометра и секундомера приступают к выпуску флюида до полного прекращения его выхода или установления постоянного дебита. Время выпуска может составлять от нескольких минут до 2–3 сут в зависимости от объема незацементированного межколонного пространства, источника и глубины поступления, характера пути миграции и наличия притока газа.

Одновременно с выпуском газа с помощью самопишущего манометра фиксируется фон давления в смежном МКП с целью выявления их связи.

На основе результатов проведенных исследований определяется объем МКП, не занятого цементным камнем:

$$V_c = \frac{z(V_r - q_{п.п}T)}{10,2p_{мк} + 1,03} + V_{ж},$$

где V_c , V_r , и $V_{ж}$ – объемы свободного от цементного камня пространства МКП, выпущенного газа и жидкости соответственно, $м^3$; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; $q_{п.п}$ – дебит постоянного притока газа, $м^3/ч$; T – общее время выпуска газа, $ч$; $p_{мк}$ – МКД на начало выпуска газа, МПа.

После определения причин постоянного дебита и объема, не занятого цементным камнем, МКП приступают к регистрации кривых восстановления межколонного давления (КВД). Регистрация КВД выполняется с использованием самопишущих манометров. Из многообразия зафиксированных кривых авторами работы [158] схематично выделяются типы КВД, обусловленные различными причинами возникновения МКД и условиями миграции газа (рис. 6.48).

Так, негерметичность уплотнений колонной головки характеризуется

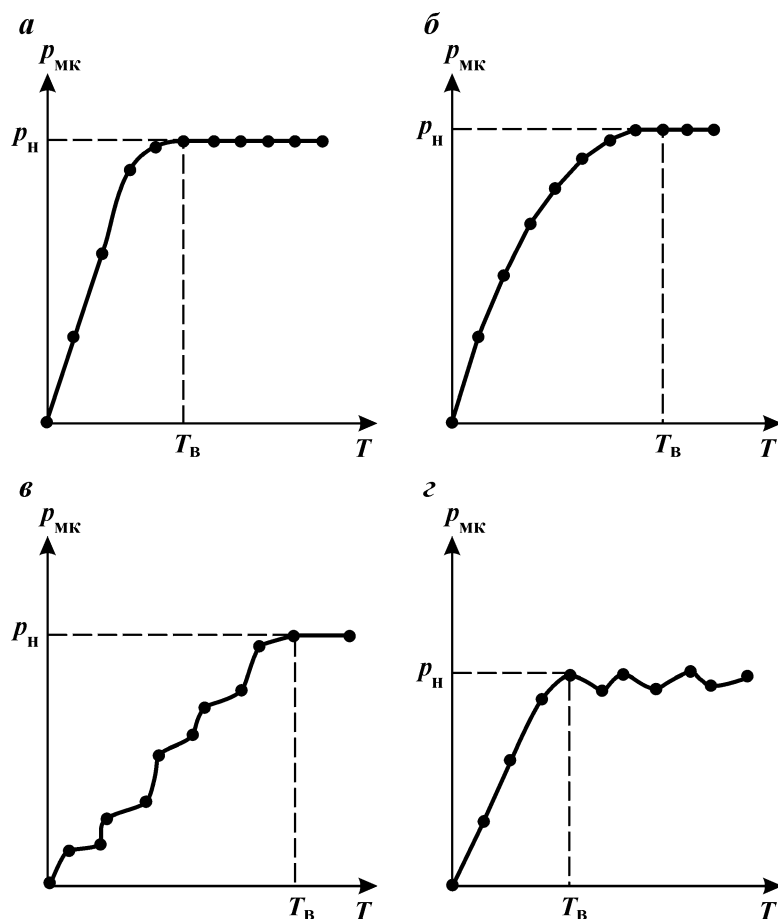


Рис. 6.48. Типы кривых восстановления давления

сопоставимостью значений давлений в смежных МКП и ЗТП, резким ростом $p_{\text{МК}}$ и достижением начального давления $p_{\text{н}}$ в течение времени его восстановления $T_{\text{в}}$ продолжительностью до нескольких часов (рис. 6.48, *а*).

При негерметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны (когда движение газа происходит по каналам резьбовых соединений – кольцевому пространству между цементным камнем и обсадной колонной – свободному от цемента объему МКП) форма КВД аналогична кривой в первом случае, но восстановление давления более плавное и длительное, продолжительностью $T_{\text{в}}$ до нескольких суток (рис. 6.48, *б*).

Нарушение сплошности цементного камня при котором газ, двигаясь из пласта по разноразмерным микронарушениям сплошности цементного камня, может нести жидкость, усугубляет неоднородность каналов и приводит к нарушению их пропускной способности. В результате КВД нарастает с произвольно меняющейся во времени закономерностью (рис. 6.46, *в*).

И наконец, в случае негерметичности промежуточной колонны тип КВД характеризуется хаотическими колебаниями МКД на уровне $p_{\text{н}}$ до начала выпуска газа (рис. 6.48, *г*).

Прямолинейность начальных участков всех типов кривых авторы работы [158] связывают со значительными объемами пустотного пространства и величинами дебита постоянного притока из МКП.

Для наблюдения за развитием процессов в МКП необходимо оценивать величину проводимости среды цементного камня во времени. Для этого в работе [158] предлагается провести обработку данных КВД в координатах $p_{\text{МК}}^2 - \lg T$ ($p_{\text{МК}}$ – в мегапаскалях, T – в секундах) и определить коэффициент β .

Определение значения параметра (в $\text{м}^3/\text{Н}\cdot\text{с}$) усредненной проводимости кольцевого пространства (канала и трещин цементного камня, микроразрывов на контакте цементного камня с колонной) выполняется с использованием формулы:

$$\Pi = 17 \frac{q_{\text{п.п}}}{\beta} 10^{-10},$$

где $q_{\text{п.п}}$ – дебит постоянного притока газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; β – тангенс угла наклона прямолинейного участка КВД.

В настоящее время при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) используются многие материалы и составы, сведения о которых приводятся ниже.

Соляробентонитовая смесь (СБС), конденсатно-бентонитовая смесь (КБС) представляют собой смесь бентонитовой глины с дизельным топливом или газовым конденсатом предварительно отстоянным от воды и проверяемым на ее отсутствие показателем плотности. Плотность приготовленной СБС или КБС должна быть в пределах 1200–1250 $\text{кг}/\text{м}^3$. Готовят смесь непосредственно на скважине перед закачкой в емкости объемом не более 4 м^3 . С целью предотвратить преждевременную коагуляцию СБС, КБС при контакте с глинистым раствором, сначала закачивают буферную пачку углеводородной жидкости, затем СБС или КБС, снова буферную пачку углеводородной жидкости и после этого ведут продавку в пласт буровым раствором.

Эти работы проводят в строгой технологической последовательности, исходя из предусматриваемого вида ремонтно-изоляционных работ, разоб-

щающего устройства и в соответствии с геолого-промысловой характеристикой каждой скважины.

В качестве примера ниже дается описание изоляционных работ в скв. 117 Краснодарского ПХГ, где заколонное давление газа составляло 3,5 МПа и вокруг скважины наблюдались грифоны. Конструкция скважины: 426-мм направление, 6 м; 245-мм кондуктор, 250 м; 245-мм техническая колонна, 860 м; 168-мм эксплуатационная колонна спущена до глубины 985 м. Все колонны зацементированы до устья. Ниже башмака эксплуатационной колонны в интервале 985–998 м установлен гравийно-намывной фильтр.

После глушения скважины глинистым раствором плотностью 1240 кг/м³ заколонные давления не изменились. Причем между эксплуатационной и технической колоннами, т.е. на манометре колонной головки давления не наблюдалось. Это было связано с тем, что ПДМ был установлен в технической колонне, а не ниже ее башмака, как предписывалось проектом.

Отмечалось высокое давление (3 МПа) между технической колонной и кондуктором. За кондуктором и направлением наблюдались грифоны. После подъема НКТ произвели комплекс геофизических исследований для определения мест перетоков газа по шумомеру. Предположительно на глубине 240 м отмечалась возможная негерметичность эксплуатационной колонны.

Анализ кривых восстановления межколонных давлений показал, что перетоки газа связаны с негерметичностью заколонного пространства. С целью ликвидации заколонного проявления газа прежде, чем закачать СБС в скважину, спустили следующую компоновку:

1) пакер с опорной пятой, которая упирается в верхнюю часть фильтра;

2) НКТ диаметром 89 мм, 83 м;

3) гидроперфоратор с двумя насадками диаметром 4 мм;

4) НКТ диаметром 89 мм до устья.

Разгрузкой НКТ на 50–60 кН произвели распаковку с установкой на устье трубной головки фонтанной арматуры и опрессовали пакер закачкой раствора в затрубное пространство при давлении 13,5 МПа (величина опрессовки устья скважины). После этого вовнутрь НКТ сбросили шар для перекрытия центрального отверстия гидроперфоратора. Работой двух агрегатов АН-700 при давлении 25 МПа промыли два отверстия в эксплуатационной колонне на глубине 884 м в течение 1 ч. Определили приемистость – при давлении 4 МПа она составила 1 м³ бурового раствора за 5 мин. При обратной промывке вымыли много шлама. Затем повторили перфорацию колонны на глубине 881 и 877 м, в результате чего приемистость увеличилась и составила 1 м³ за 3 мин.

В процессе гидроперфорации колонны и проверки на приемистость скважина поглотила 10 м³ бурового раствора, в результате чего межколонное давление снизилось от 3,5 МПа до 1,4 МПа, а грифоны вокруг скважины полностью прекратились, что указало на отсутствие цементного камня за колонной. После этого приготовили 3 м³ КБС плотностью 1250 кг/м³ и закачали в затрубное пространство при открытом трубном:

1) разделительную пачку (чистый конденсат) – 0,5 м³;

2) КБС – 2,7 м³;

3) вторую разделительную пачку (чистый конденсат) – 0,5 м³;

4) продавили 4,8 м³ глинистого раствора плотностью 1250 кг/м³ из расчета установки всей смеси в интервале 877–881 м.

Закрыли трубное пространство и продавили указанный выше объем

смеси за колонну. Открыв трубное пространство, путем закачки глинистого раствора в затрубное вымыли остатки КБС. После подъема НКТ с гидроперфоратором и пакером спустили кольцевой фрез с целью очистки стенок колонны под пакер.

После этого спустили на НКТ диаметром 89 мм пакер с упором на “голову” фильтра и после распаковки освоили скважину через трубное пространство с помощью циркуляционного клапана. В затрубном пространстве над пакером остался буровой раствор плотностью 1250 кг/м³. Скважина была пущена в работу без межколонных давлений.

6.10.5. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН

Все операции по глушению скважин любым способом должны обеспечивать безопасность работ и исключать появление дополнительных осложнений, связанных с разрушением устьевого оборудования, порывом обсадных труб, гидроразрывом пород в необсаженной части ствола скважины, грифообразованием и потерей циркуляции.

Давление в заколонном пространстве при глушении скважин $[p_{из.к}]_{гр}$ не должно превышать 80 % давления последней опрессовки обсадной колонны и устья скважины $p_{опр}$:

$$[p_{из.к}]_{гр} \leq 0,8p_{опр}.$$

Допустимое давление на устье с точки зрения обеспечения безопасности гидроразрыва пород $[p_{из.к}]_{гр}$ не должно превышать допустимую прочность пород в наиболее слабом участке ствола скважины:

$$[p_{из.к}]_{гр} \leq p_{гр} - \rho h 0,1,$$

где $p_{гр}$ – давление гидроразрыва наименее прочных пород, кгс/см² (МПа); h – глубина залегания наименее прочных пород, м; ρ – плотность бурового раствора в заколонном пространстве, г/см³.

Значение $p_{гр}$, как правило, известно из проекта на бурение скважины или устанавливается опытным путем в процессе ее углубления.

Плотность бурового раствора (или флюида) в заколонном пространстве ρ берется фактическая.

В случае, если давление гидроразрыва пластов неизвестно, то допустимое давление $[p_{из.к}]_{гр}$ устанавливается из следующих зависимостей:

$[p_{из.к}]_{гр} = 0,23h$ – если в заколонном пространстве газ; $[p_{из.к}]_{гр} = 0,115h$ – если в заколонном пространстве буровой раствор плотностью менее 1,15 г/см³ или вода.

В случае, если плотность бурового раствора в заколонном пространстве выше 1,15 г/см³, то следует пользоваться зависимостью

$$[p_{из.к}]_{гр} = p_{гр} - \rho h 0,1.$$

Допускаемое давление на устье скважины $p_{из.к}$ принимается меньшее из $[p_{из.к}]_{гр}$ и $[p_{из.к}]_{гр}$.

Это общее правило полностью и однозначно распространяется на все случаи флюидопроявлений в момент закрытия скважины. В этот период в колонне, по крайней мере в верхней ее части, находится буровой раствор плотностью ρ_n , поэтому зависимость $[p_{из.к}]_{гр} = p_{гр} - \rho_n h 0,1$ верна.

Это выражение верно и во всех случаях жидкостных проявлений, так как максимальные давления при их ликвидации создаются в момент закрытия скважины. В случае глушения газопроявлений, в период, когда пачка газа подходит к устью, давление в колонне резко растет. Но затрубное пространство (выше башмака колонны или самого слабого горизонта) заполнено в это время газом, давление столба которого мало. Проведенные исследования и практика работ показывают, что давление на пласты при этом практически не меняется по сравнению с давлением при закрытии скважины.

В этом случае $[p_{из.к}]_{гр}$ принимается равным допустимому давлению $[p_{из.к}]_{гр}$.

Пример. Устье скважины, оборудованное превенторной установкой, испытывалось вместе со спущенной на глубину 500 м 324-мм обсадной колонной давлением 120 кг/см² (12 МПа).

При дальнейшем углублении скважины в интервале 700–850 м были встречены отложения, имеющие градиент гидроразрыва, равный 0,18 кг/см² (0,018 МПа), т.е. давление гидроразрыва на глубине 700 м равно 12,6 МПа. Ниже вновь залегают более консолидированные породы с большим градиентом гидроразрыва.

На глубине 2000 м, когда плотность раствора составляла 1,3 г/см³, началось проявление.

Определить максимально допустимое давление в колонне – не при ее глушении:

$$[p_{из.к}]_{гр} = 0,8 \cdot p_{опр} = 0,8 \cdot 120 = 96 \text{ кгс/см}^2 = 9,6 \text{ МПа};$$

$$[p_{из.к}]_{гр} = p_{гр} - \rho h = 126 - 1,3 \cdot 700 = 35 \text{ кгс/см}^2 = 3,5 \text{ МПа}.$$

Следовательно, максимально допустимое давление в колонне при закрытии скважины не должно превышать 35 кг/см² (3,5 МПа).

6.10.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Для правильного выбора способа глушения скважины, подготовки наземного оборудования, расчета максимально ожидаемых давлений в колонне и др. важно знать вид пластового флюида, поступившего в скважину.

Определить это можно по его плотности.

Зная давления в буровых трубах при закрытой скважине $p_{из.т}$ и в заколонном пространстве $p_{из.к}$, а также объем поступившего в скважину флюида V_0 (который пересчитывается на высоту столба флюида в заколонном пространстве $z = V_0/q$, где q – объем 1 м заколонного пространства), по следующей зависимости определяют плотность флюида

$$\rho_f = \rho_n - \frac{p_{из.к} - p_{из.т}}{0,1z}.$$

Если $\rho_f = 1,08 \div 1,2 \text{ г/см}^3$, то флюид – пластовая вода, если $\rho_f < 0,36 \text{ г/см}^3$, то флюид – газ.

Наличие нефти установить сложнее, но естественно, что плотность ее занимает промежуточное значение и колеблется в зависимости от газового фактора и других свойств.

6.10.7. ОСОБЕННОСТИ СОСТОЯНИЯ ПОСТУПИВШЕГО В СКВАЖИНУ ГАЗА

При ликвидации газопроявлений необходимо учитывать ряд особенностей, связанных с физическим состоянием флюида: низкой плотностью, сжимаемостью и др.

Состояние прорвавшегося в скважину столба газа определяется законом Бойля – Мариотта и характеризуется следующим соотношением:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1 K_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2 K_2}.$$

Для реального газа суммарное влияние изменения температуры газа и коэффициента сжатия газа не является столь существенным по сравнению с влиянием давления и объема.

Таким образом, в упрощенном виде уравнение закона газового состояния определится как

$$p_1 V_1 = p_2 V_2.$$

За счет расширения газа при его подъеме происходит интенсивное снижение давления на забое и обеспечивается возможность поступления дополнительных объемов газа.

Скважина при нерегулируемом расширении газа может выбросить до того момента, когда газовая пачка достигнет поверхности.

Из этого следует правило:

При любых обстоятельствах скважину необходимо немедленно закрыть, чтобы свести к минимуму объем поступившего в скважину флюида.

Попавший в скважину газ постоянно всплывает в буровом растворе по затрубному пространству со скоростью примерно 300 м/ч.

Если газ достигает поверхности без расширения, то газовая пачка находится под давлением $p_2 = \frac{p_{пл} V_0}{V_2}$, а так как $V_0 = V_2$, то $p_2 = p_{пл}$.

В результате этого (рис. 6.49) давление на забое при достижении газовой пачки устья (скважина длительное время закрыта) может почти удвоиться, т.е. к гидростатическому давлению столба бурового раствора прибавится $p_{пл}$.

Безусловно, несмотря на то, что для реальных условий это увеличение давления за счет деформации колонны, упругости пород ствола скважины, сжимаемости газа и т.п. несколько меньше, гидроразрыва пластов, находящихся ниже ее башмака, не избежать (рис. 6.50).

Таким образом, исходя из этого следует другое правило:

При закрытой скважине нельзя в течение длительного времени допускать всплытия газовой пачки к устью без регулирования ее объема.

Если по каким-то причинам после того, как скважина закрыта, невозможно приступить к вымыванию газа на поверхность, давление в затрубном пространстве необходимо регулировать, давая пачке всплывающего газа возможность расширяться, но на столько, чтобы забойное давление оставалось постоянным. Для контроля за забойным давлением необходимо следить за давлением в буровых трубах – оно должно оставаться постоянным при росте давления в затрубном пространстве.

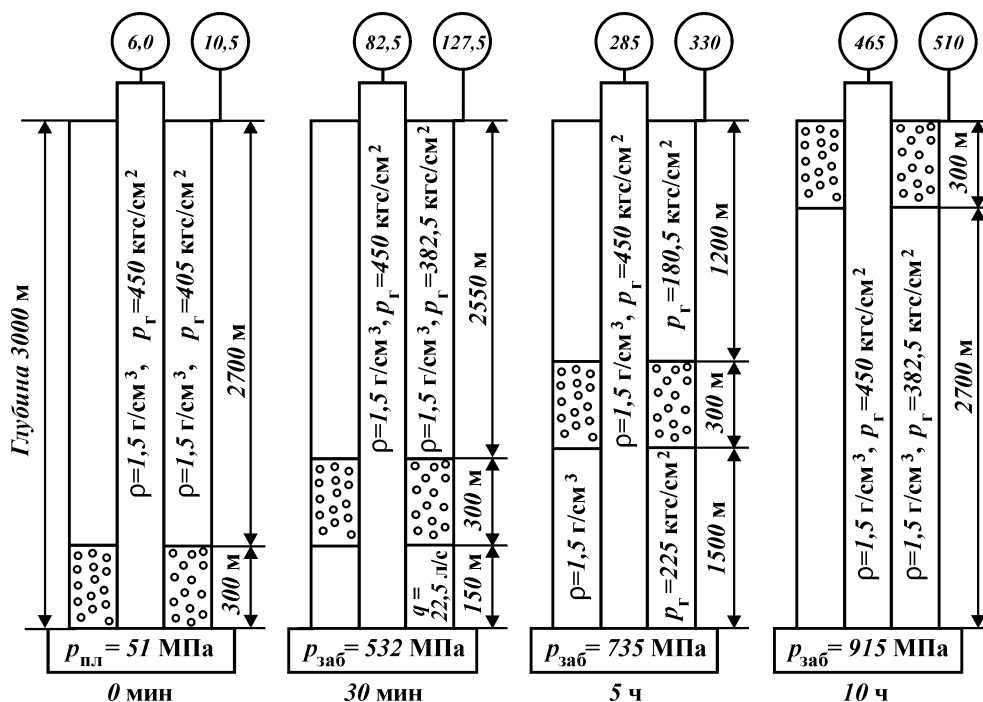


Рис. 6.49. Изменение давления в скважине при вскрытии пачки газа

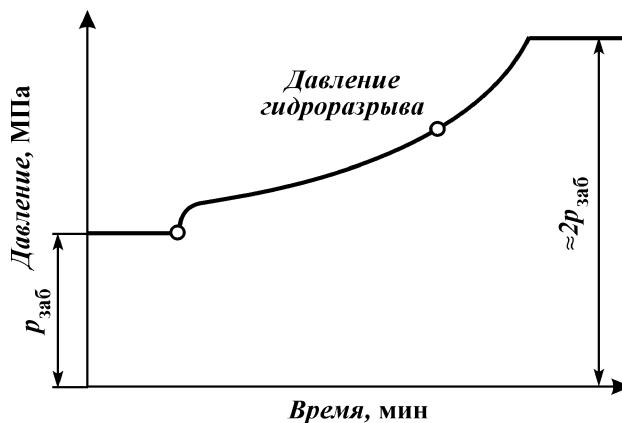


Рис. 6.50. График давления гидроразрыва

В процессе циркуляции и вымывания газовой пачки на поверхность происходит также увеличение ее длины и снижение гидростатического давления столба бурового раствора, для компенсации которого необходимо создавать противодействие. Однако для того, чтобы забойное давление газовой пачкой не было “перенесено” к устью, газу необходимо дать возможность расширяться, сохранив при этом значение забойного давления.

Из этого следует другое правило:

Не допускать поддержания постоянного давления в затрубном пространстве при вымывании газовой пачки. По мере приближения газа к поверхности для сохранения постоянного забойного давления противодействие на устье следует увеличивать.

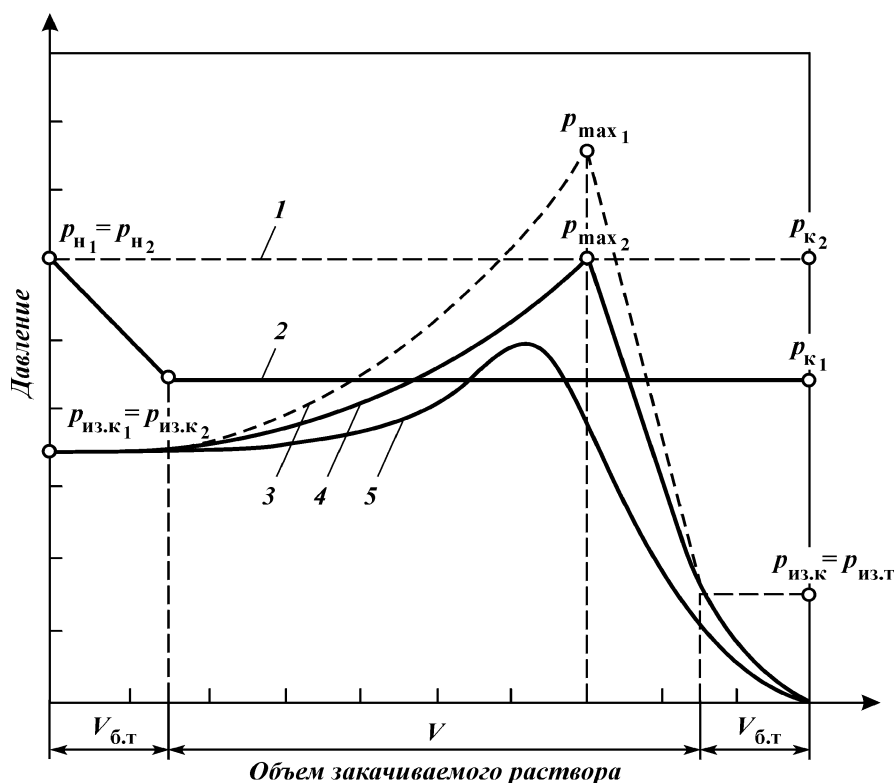


Рис. 6.51. График изменения давлений на устье в стояке и затрубном пространстве при глушении скважины:

1, 3 — при использовании способа двухстадийного глушения соответственно в бурильных трубах и обсадной колонне; 2, 4 — при использовании способа непрерывного глушения соответственно в бурильных трубах и обсадной колонне; 5 — фактическое изменение давления в обсадной колонне при глушении скважины при газопроявлении способом непрерывного глушения; $p_{н1}$ и $p_{н2}$ — начальные давления циркуляции; $p_{к1}$ и $p_{к2}$ — конечные (постоянные) давления глушения скважины при газопроявлении; $p_{из.к}$ и $p_{из.т}$ — избыточные давления соответственно в обсадной колонне и в бурильных трубах

Контролируют забойное давление при вымывании газовой пачки одним из изложенных выше методов.

Необходимость увеличения объема выкачиваемого газа приводит к тому, что объем поступающего из скважины бурового раствора становится больше закачиваемого в бурильные трубы. Растет уровень в приемных емкостях. К этому надо быть готовым. По мере вымывания газа он восстанавливается. Прирост объема раствора определяется по следующим зависимостям.

При двухстадийном способе глушения скважин

$$V_{\max} = 0,5V_{3.п} \left(\sqrt{a^2 + 4(1+a) \frac{V_0}{V_{3.п}}} - a \right);$$

$$a = \frac{p_{из.т}}{\rho_{нH0,1}};$$

$$\Delta V = V_{\max} - V_0.$$

При глушении скважин непрерывным способом

$$V_{\max} = \sqrt{V_0 V_{3.п}};$$

$$\Delta V = V_{\max} - V_0.$$

Увеличение объема газа в затрубном пространстве сопровождается снижением гидростатического давления столба бурового раствора, которое для поддержания постоянным $p_{заб}$ необходимо компенсировать увеличением противодействия, создаваемого дросселем (рис. 6.51).

Максимальные давления на устье скважины при ликвидации газопроявлений будут следующими:

при двухстадийном способе глушения скважины

$$p_{\max} = p_{из.т} + (p_{пл} - p_{из.т}) \frac{V_{\max}}{V_{из.т}};$$

при использовании непрерывного способа глушения

$$p_{\max} = p_{пл} \sqrt{V_0 / V_{3.п}}.$$

6.10.8. ЛИКВИДАЦИЯ НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В зарубежной практике бурения скважин в сложных геологических условиях, когда имеется опасность возникновения нефтегазопроявлений, для обеспечения надежности на устье скважины монтируют довольно сложную компоновку наземного оборудования, состоящую из нескольких превенторов.

На рис. 6.52 представлена схема обвязки устьевого оборудования, применяемого при вскрытии и испытании пластов в глубоких скважинах, бурящихся как на суше, так и на море со стационарных или с полупогружных платформ.

Данная компоновка устьевого оборудования позволяет контролировать бурящуюся скважину при высоких пластовых давлениях и ликвидировать возникающие нефте- и газопроявления (или выбросы). В рассматриваемую компоновку входит следующее оборудование: нагнетательный манифольд 1, штуцерный манифольд 2, кольцевой превентор 3, трубные превенторы 6 и 14, превентор 8 с глухими плашками, напорная линия 12 насосов высокого давления, линия 11 для глушения скважин, дополнительная линия для глушения 13, штуцерная линия 9 к штуцерному манифольду, дополнительная штуцерная линия 15 к штуцерному манифольду, устьевая головка 16.

Такая компоновка устьевого оборудования позволяет ликвидировать осложнения, которые могут возникнуть в скважине как при вскрытии, так и при испытании пластов. Например, при возникновении нефтегазопроявлений необходимо как можно раньше перекрыть скважину, а затем заглушить образовавшийся приток (выброс). После того как скважина перекрыта, прекращается дальнейшее поступление (пластовой) жидкости в скважину. Следует отметить, что интенсивность притока снижается не мгновенно, а постепенно, за счет сжимаемости жидкости, заполняющей скважину. Приток жидкости замедляется по мере возрастания давления в стволе скважины и пол-

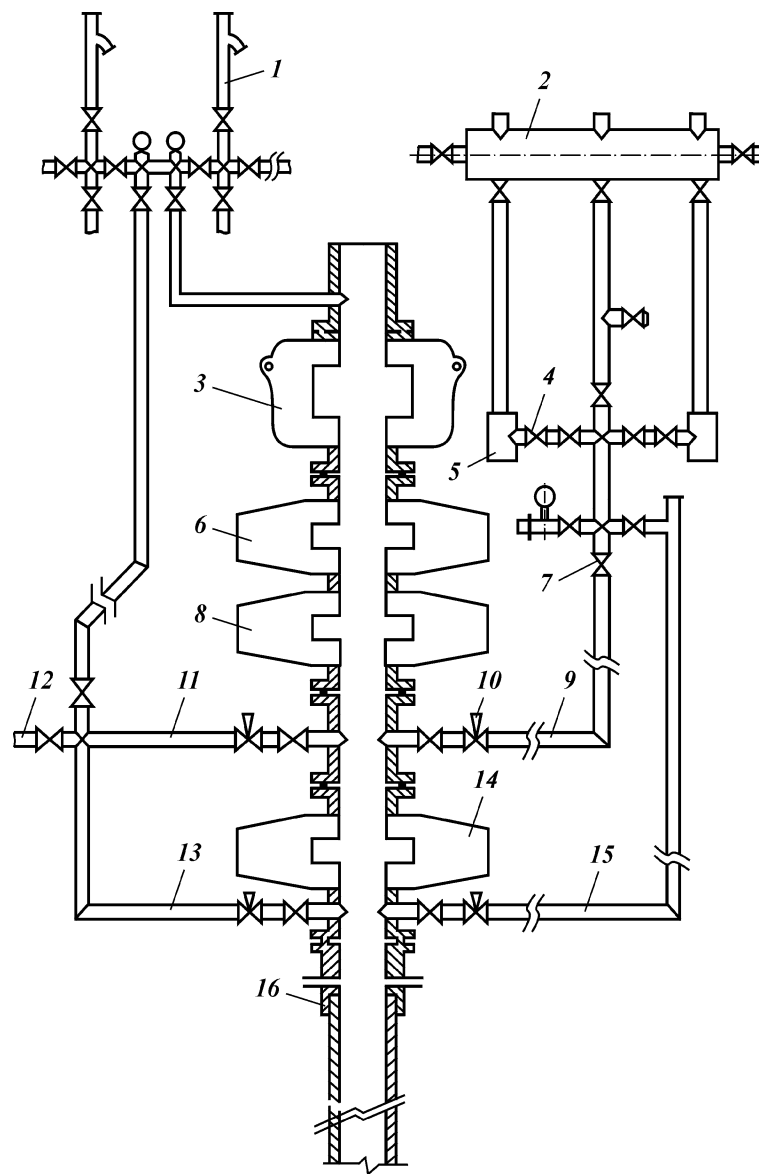


Рис. 6.52. Схема обвязки устьевого оборудования, применяемого при вскрытии и испытании пластов

ностью прекращается, когда сумма давления нагнетания жидкости на устье скважины и гидростатического давления жидкости в скважине становится равной пластовому давлению.

При таких ситуациях очень важно знать давление, возникшее в буровых трубах и кольцевом пространстве скважины. Эти давления позволяют определить ряд важных параметров, которые затем используются при ликвидации возникших осложнений. К указанным параметрам относятся пластовое давление, характер выбрасываемой пластовой жидкости, необхо-

димое противодействие, которое надо применить через штуцер (когда начинается циркуляция для контролирования скважины), плотность раствора для глушения скважины. Эти параметры выбирают, исходя из необходимости создания на забое давления, которое при глушении скважины должно превысить пластовое давление и давление в нагнетательной линии насосов в начале циркуляции. Ликвидацию проявлений (выбросов) производят в два этапа: перекрытие скважин и глушение скважин с удалением жидкости притока из скважины.

Поэтапные работы, связанные с перекрытием скважины, зависят от типа скважины, места ее расположения (на суше или на море), буровой установки (стационарные, морские полупогружные или плавучие буровые установки), типа проводимых работ (в процессе долбления, испытания или при СПО). Перекрытие скважины при помощи рассматриваемой компоновки устьевого оборудования производится в приведенной ниже последовательности.

В случае получения сигнала или предупреждения о возникновении проявления вскрываемого или испытываемого пласта процесс бурения (испытания) прекращают, рабочую трубу поднимают над столом ротора на такую высоту, чтобы можно было установить безопасный наземный клапан под рабочей трубой. Следят также за тем, чтобы против уплотнений превенторов располагалась не муфта, а бурильные (или насосно-компрессорные) трубы. Буровые насосы отключают и проверяют скважину на самоприток. Если из скважины начинается перелив, то ее необходимо срочно перекрыть. Эта технологическая операция выполняется при помощи устьевого оборудования или штуцеров.

Перекрытие скважины может осуществляться при помощи устьевой арматуры. В этом случае задвижку 10 (см. рис. 6.52) штуцерной линии 9 закрывают, а затем закрывают и превентор 6 с трубными плашками. После этого задвижку 10 открывают, оставляя закрытой штуцерную линию. Такой метод перекрытия скважины происходит быстро, поэтому проявление из пласта в скважину прекращается в течение короткого промежутка времени и тем самым объем притока и давление нагнетания на устье скважины доводят до минимума.

Однако при таком перекрытии в скважине возникают значительные колебания давления. Эти колебания могут привести к неправильному определению значений основных параметров контроля скважины (давлений нагнетания на устье скважины). Кроме того, при больших давлениях в скважине для открытия задвижки 10 требуется сообщение с нагнетательной стороной клапана, так как возникающий при этом перепад давления затрудняет открытие задвижки.

Поэтому наряду с использованием устьевой арматуры производят перекрытие скважины с использованием штуцеров. В данном случае “мягкого” перекрытия скважины задвижку 10 закрывают, а клапаны 7 и 4 открывают. При обнаружении проявления задвижку 10 открывают и направляют поток через штуцер 5 и штуцерный манифольд 2 в циркуляционную систему буровой установки. После этого закрывают плашки трубного превентора 6 и медленно перекрывают скважину путем ввода в действие клапана в штуцере 5. Окончательное перекрытие скважины достигается закрытием клапана 4.

Недостаток “мягкого” перекрытия скважины – большая продолжительность процесса, большие объемы жидкости из пласта поступают в скважину. Это затрудняет контроль скважины.

Способ перекрытия выбирают с учетом опыта на данном месторождении

и конкретных условий бурения (испытания) скважины, т.е. с учетом разницы между плотностями поступающего из скважины бурового раствора и прочностью породы пласта на разрыв у башмака колонны (эквивалентом плотности бурового раствора), максимально допустимого давления на устье скважины, скорости перекрытия противовибросового оборудования и гидравлических клапанов и т.д.

Входящие в компоновку устьевого оборудования клапаны, установленные на штуцерной линии 9 и дополнительной штуцерной линии 15, во время работы находятся в открытом положении и используются в случае возникновения аварии или при испытании штуцерного манифольда на давление. Если выходит из строя штуцер 5 или клапан 4, то поток направляют через резервный штуцер, подключенный параллельно штуцеру 5. В тех случаях, когда проявление возникает во время спускоподъемных операций, то подъем (или спуск) прекращают, верхний замок бурильной трубы размещают над столом ротора и колонну подвешивают на клиньях. На колонну труб устанавливают безопасный клапан, находящийся в открытом положении. После этого закрывают безопасный клапан и превентор с трубными плашками. Ведущую трубу приподнимают над столом ротора, безопасный клапан открывают и производят регистрацию давлений: перекрытия бурильной колонны в кольцевом пространстве скважины и притока раствора в амбар.

После перекрытия скважины, регистрации и определения необходимых параметров надо удалить из скважины жидкость (газ), поступившую из пласта, и закачать необходимый раствор более высокой плотности, вытеснить первоначальный раствор для того, чтобы подвести скважину под контроль и продолжить бурение или ее испытание. С этой целью используется прямая или обратная циркуляция. В зарубежной практике применяют два метода по глушению скважины с использованием контроля за давлением в бурильных трубах, когда давление в кольцевом пространстве на устье при закрытой скважине меньше максимально допустимого давления на разрыв обсадной колонны и устьевого оборудования: метод бурильщика и метод ожидания и веса.

Основа метода бурильщика заключается в следующем. При создании циркуляции включают насос, открывают штуцер 5 (см. рис. 6.52) и его клапан регулируют таким образом, чтобы давление в кольцевом пространстве скважины было равно давлению в кольцевом пространстве на устье закрытой скважины плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности, добавляемые к давлению на забое скважины во время работы по глушению скважины (выбросов) в динамическом состоянии.

В течение всего времени, когда насос развивает запланированную скорость циркуляции, в кольцевом пространстве и бурильных трубах поддерживается постоянное давление. Когда насос начинает работать со скоростью, необходимой для глушения скважин, штуцер регулируют таким образом, чтобы поддерживать давление в бурильных трубах постоянным. Когда разгазированная пачка бурового раствора выйдет из скважины, циркуляцию прекращают и скважину выдерживают для стабилизации давления. Если давления в бурильных трубах и в кольцевом пространстве при закрытой скважине равны, то проявление ликвидировано. После этого проводят второй этап глушения скважины путем нагнетания в скважину утяжеленного бурового раствора. С этой целью открывают штуцер 5 и включают насос. Пока насос не развил скорость циркуляции, рассчитанную для глушения скважины, штуцер регулируют таким образом, чтобы в кольцевом пространстве давле-

ние было постоянным. Когда будет достигнута запланированная скорость циркуляции, штурцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах было равно давлению в момент перекрытия колонны бурильных труб на поверхности после появления выброса, плюс давление, затрачиваемое на преодоление сопротивлений в гидравлических каналах труб, штурцера, долота и т.д. и плюс давление, обеспечивающее указанный выше коэффициент безопасности. В процессе циркуляции по мере того, как продолжается нагнетание бурового раствора для глушения скважины, штурцер необходимо отрегулировать так, чтобы давление в бурильных трубах постоянно снижалось. Это снижение давления будет происходить до тех пор, пока раствор для глушения скважины не спустится до промывочных отверстий долота. После этого штурцер настраивают так, чтобы давление в бурильных трубах до конца циркуляции было бы постоянным. Когда утяжеленный буровой раствор начинает выходить из скважины, штурцер и скважину закрывают. Если в бурильных трубах и кольцевом пространстве скважины избыточного давления нет, то скважина находится под контролем и можно проводить запланированные работы.

При глушении скважины методом ожидания и веса все работы проводят в один этап. Отличительная особенность данного метода – использование для циркуляции при глушении скважины утяжеленного бурового раствора. Поэтому, как только перекрывают скважину, начинают приготовление бурового раствора необходимой плотности. После приготовления утяжеленного раствора создают циркуляцию в скважине. Когда насос набирает необходимую скорость циркуляции, на штурцере 5 поддерживают постоянное давление. Как только утяжеленный буровой раствор начинает поступать в бурильные трубы с заданной скоростью, штурцер регулируют таким образом, чтобы давление в кольцевом пространстве скважины было равно давлению на устье закрытой скважины после обнаружения выброса плюс давление, обеспечивающее коэффициент безопасности. В зависимости от состояния скважины и разницы между фактическим давлением на устье скважины и допустимым давлением обсадной колонны и устьевого оборудования значение коэффициента безопасности принимают равным 1 МПа. После этого штурцер регулируют таким образом, чтобы давление в бурильных трубах снижалось по запланированному графику. Как только утяжеленный буровой раствор достигнет промывочных отверстий долота, циркуляцию прекращают, штурцер закрывают. В этот момент давление в бурильных трубах должно быть равно нулю, что свидетельствует о превышении гидравлического давления утяжеленного бурового раствора над пластовым. После данной проверки снова открывают штурцер и включают насос. Штурцер регулируют на запланированное давление, которое поддерживают постоянным до окончания циркуляции. После жидкости выброса из скважины поступает первоначальный раствор, при котором произошел выброс, а затем следует раствор, приготовленный для глушения скважины. Как только этот раствор будет поступать из скважин, так насос останавливают, штурцерную линию закрывают. Если в бурильных трубах и кольцевом пространстве избыточного давления нет, то скважина заглушена и можно возобновлять работы. Если давление в трубах существует, то это свидетельствует о возникновении второго выброса, и операции по глушению скважины надо повторить.

Следует отметить, что если выброс возник в конце испытания пласта перед подъемом испытателя пластов из скважины, то циркуляцию раствора при глушении производят через отверстия циркуляционного клапана испы-

тателя пластов. Кроме того, на верхнем конце бурильных труб или НКТ монтируют устьевую арматуру.

Указанные выше методы глушения скважины нашли наиболее широкое применение на зарубежных месторождениях. Значительно реже применяется сопутствующий метод контроля скважины, сущность которого заключается в следующем. Пока скважина не перекрыта и буровой раствор циркулирует, производят его утяжеление. После перекрытия скважины и регистрации давления в бурильных трубах при закрытой скважине, давления в обсадной колонне и притока раствора в амбар рассчитывают первоначальное конечное давление циркуляции и определяют необходимую плотность бурового раствора. После этого восстанавливают циркуляцию и увеличивают скорость циркуляции до скорости глушения при сохранении постоянного давления в обсадной колонне. Давление в бурильных трубах регулируют до первоначального давления циркуляции. Поэтому для сохранения соответствующего давления циркуляции каждый раз, когда увеличивают плотность бурового раствора, производят регулирование штуцера. Все эти операции проводят до тех пор, пока утяжеленный буровой раствор не достигнет поверхности.

Операции по контролю за скважиной сильно усложняются при бурении в море с плавучих буровых установок (кораблей). Трудности возникают в основном потому, что устье скважины и противовыбросовое оборудование находятся на дне моря, а штуцер размещается на буровом судне. При таком расположении устьевого оборудования вертикальные штуцерные линии имеют большую протяженность и изготавливаются из труб малого диаметра.

При небольших глубинах моря (50–400 м), как правило, в газоносных песках пластовые давления небольшие, но из-за того, что градиент разрыва этих песков небольшой, для избежания подземных выбросов газа нельзя перекрывать скважину. В этом случае используется отклонитель (рис. 6.53), установленный на верху водоотделяющей колонны на безопасной глубине от буровой установки. Величина потока небольшая, поэтому он легко проходит через водоотделяющую колонну и отклонитель.

При больших глубинах моря пластовое давление в газоносной зоне очень высокое, поэтому приток газа может быть очень большой. На рис. 6.54 представлены зависимости дебита газа при различной глубине моря от глубины залегания газовой зоны (при бурении и испытании с водоотделяющей колонной, а также без нее). Данные графики позволяют определить вероятность возникновения выброса газа при глубине моря 90 и 900 м (с водоотделяющей колонной и без нее).

Как видно из приведенных графиков, существует большая разница между притоками газа при использовании водоотделяющей колонны и без нее. Это объясняется тем, что если нет водоотделяющей колонны и поступающий поток газа выходит из скважины на уровне грязевой линии (на дне моря), то полное гидростатическое давление морской воды действует на пласт и замедляет приток газа. Можно также заметить, что использование водоотделяющей колонны при большой глубине моря при вскрытии и испытании мелкозалегающих газоносных пластов может представлять опасность из-за очень больших притоков газа, которые необходимо содержать в течение неопределенного периода времени. Эти притоки могут превышать емкости оборудования, перерабатывающего газ на борту судна. Такая ситуация может привести к выходу газа на буровой площадке, что создает опасность пожара, к выбросу газа с морского дна, если будет сделана попытка умень-

Рис. 6.53. Отклонитель

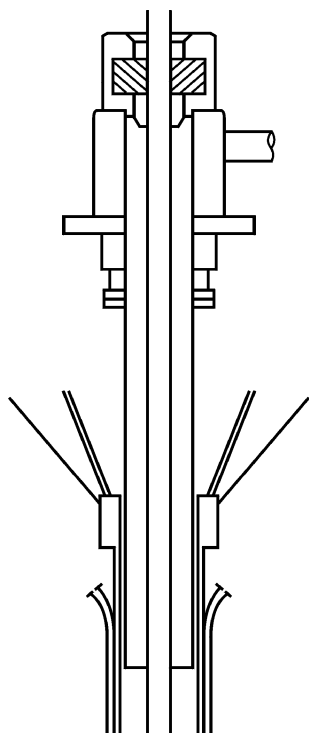
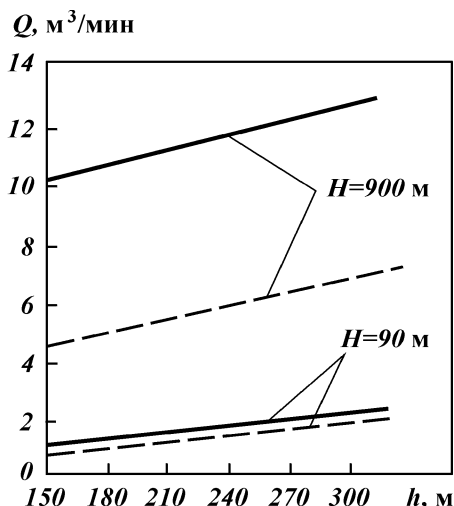


Рис. 6.54. Графики для определения вероятности возникновения выбросов газа при различной глубине моря с водоотделяющей колонной (сплошная линия) и без водоотделяющей колонны (пунктирная линия)



шить приток, и к снятию водоотделяющей колонны в глубоких водах, если она заполняется только газом.

Таким образом, лучше проводить работы без водоотделяющей колонны и с выходом газа из скважины у грязевой линии. Здесь необходимо улавливать выброс у грязевой линии. Этот метод можно использовать при вскрытии и испытании пластов с ограниченным объемом газа. Однако судно может потерять устойчивость из-за уменьшения плавучести, вызванной наличием под кораблем газированной морской воды. Поэтому при строительстве скважины в море, как правило, применяют водоотделяющую колонну.

В этом случае компоновка устьевого оборудования, устанавливаемая на дне моря (рис. 6.55), состоит из присоединительного устройства 1, кольцевого надувного превентора 2, быстро отсоединяющегося соединителя 3, штуцерной линии 4, линии для глушения скважины 5, кольцевого надувного превентора 6, превентора 7 с глухими срезающими плашками, превенторов 8, 9, 10 с трубными плашками и присоединительного устройства 11, соединенного с устьем скважины 12.

Штуцерная линия соединяется с устьевым оборудованием между трубными плашечными превенторами 9 и 10. Поэтому для перекрытия скважины могут использоваться все превенторы, расположенные выше присоединения штуцерной линии.

Линия для глушения скважины присоединяется к устьевому оборудованию под компоновкой превенторов, что обеспечивает надежную герметичность перекрытия скважины при создании больших избыточных давлений при глушении скважины. Расположение ввода линии глушения под превентором 7 со срезающими плашками обеспечивает нагнетание раствора в

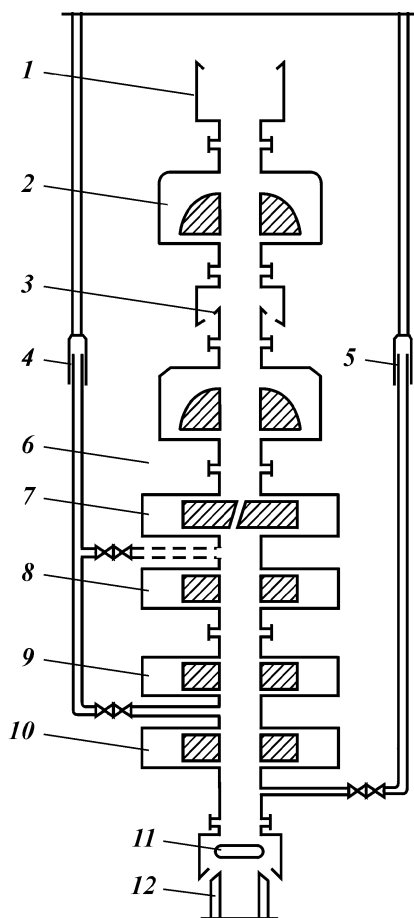


Рис. 6.55. Схема компоновки устьевого оборудования, устанавливаемого на дне моря

скважину, если бурильная колонна будет срезана. Линия для глушения скважины может также использоваться как штуцерная линия, что обеспечивает значительное снижение потерь давления на трение в процессе притока жидкости.

Всего для соединения устьевого оборудования с плавучей буровой установкой по водоотделяющей колонне монтируются шесть линий, имеются две штуцерные линии и одна линия для глушения скважины. Остальные гидравлические и пневматические линии предназначены для дистанционного контроля и управления погружным устьевым оборудованием. Водоотделяющая колонна и эти шесть линий монтируются из секций длиной 22,8 м. Кольцевой надувной превентор 2 присоединяется к водоотделяющей колонне. Благодаря этому при шторме производится отсоединение водоотделяющей колонны при помощи быстро отсоединяющегося соединителя 3 (при закрытом превенторе 2) и отход корабля в безопасное место. После возвращения на место бурения (или испытания) обеспечивается безопасное попадание в закрытую скважину. Превентор 2 используется всегда для перекрытия водоотделяющей колонны. В случае, когда его уплотняющие элементы не обеспечи-

вают герметичность, водоотделяющую колонну вместе с превентором поднимают на поверхность для ремонта или замены. Кольцевой превентор 6 используется в компоновке устьевого оборудования в качестве резервного.

В случае возникновения проявления (или выброса) циркуляцию бурового раствора прекращают, колонну бурильных труб приподнимают на такую высоту, чтобы первое замковое соединение под ведущей трубой находилось на расстоянии 1 м от ствола ротора. Открывают безопасный клапан в штуцерной линии (клапаны на штуцерном манифольде всегда остаются открытыми). После этого закрывают кольцевой превентор 2 с минимальным рекомендуемым давлением, а затем медленно закрывают регулируемый штуцер на штуцерном манифольде и перекрывают ствол скважины. После закрытия скважины регистрируют давление на устье скважины и бурильную колонну подвешивают в плашечном превенторе. Открывая кольцевой превентор, проверяют герметичность плашечного превентора.

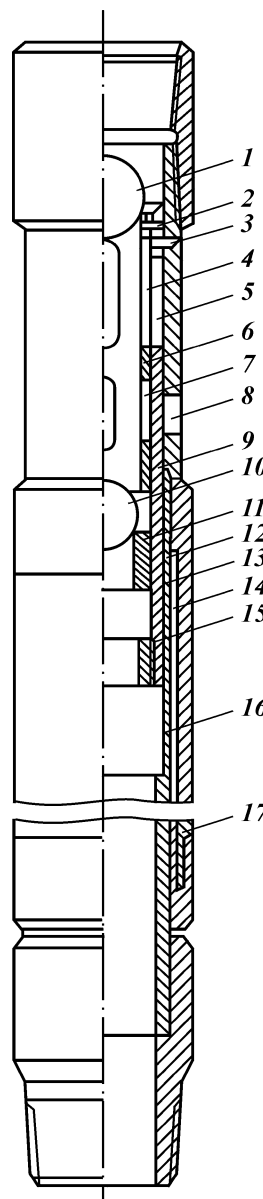
После этого проводят технологические операции по глушению скважины и удалению жидкости проявления из водоотделяющей колонны. Если имеются сведения, что в ней может находиться определенное количество газа, то перед созданием циркуляции закрывают превентор. Когда циркуля-

Рис. 6.56. Забойное устройство для предотвращения и ликвидации нефтегазопроявлений

ция заканчивается, то перед открытием превентора через линию для глушения скважины в водоотделяющей колонне первоначальный буровой раствор замещается раствором для глушения.

Рассмотренные выше методы ликвидации нефтегазопроявлений нашли широкое распространение за рубежом. В отечественной практике за последние годы наметилось перспективное направление по ликвидации нефтегазопроявлений – с использованием забойных превенторов. Перенос превенторов с устья на забой скважины повышает безопасность при выполнении технологических операций по ликвидации нефтегазопроявлений и выбросов.

Так, предложено устройство (А.М. Ясашин и др.) для предотвращения и ликвидации нефтегазопроявлений при вскрытии пластов в процессе бурения скважин. Особенность применения данного устройства заключается в следующем. Устройство устанавливают в компоновку бурильной колонны на определенном расстоянии от долота (при роторном бурении) или от забойного двигателя. При обнаружении газопроявления в стволе скважины в бурильные трубы сбрасывают нижний шар 10 (рис. 6.56), который опускается на втулку 11, перекрывая ее внутреннее отверстие. При создании заданного перепада давления производится перемещение втулки вниз до упора. При этом перемещении открываются впускные каналы 12 и 13, сообщающие камеру 14 надувного пакерующего элемента 17 с внутренней полостью бурильной колонны. При дальнейшем увеличении давления в трубах происходит нагнетание раствора в пакерующий элемент, который деформируется и перекрывает затрубное пространство ствола скважины. При заданном избыточном давлении в трубах (10–30 МПа) штифты 3 срезаются, перекрывающая втулка 15 перемещается вниз до упора в корпусе 16, закрывает каналы 13 в камере пакерующего элемента и открывает промывочные каналы 8 через совмещенные каналы 4 и 5. Каналы 9, перекрываемые внутренней втулкой 6, устанавливаются напротив каналов 13. После этого создают прямую циркуляцию бурового раствора через открывшиеся промывочные каналы 8 и разгазированный буровой раствор в затрубном пространстве над пакерующим элементом устройства замещается свежим буровым раствором. Достоинством данного процесса является изоляция пласта от вышерасположенного ствола скважины и все изменения давления в затрубном пространстве при удалении разгазированного бурового раствора из скважины не передаются на пласт. После замены разгазированного бурового раствора производят распаковку затрубного пространства и снятие пакерующего устройства. С



этой целью в бурильные трубы сбрасывают верхний шар 1, который опускается на внутреннюю втулку 6 и при увеличении давления в трубах обеспечивает срез штифтов 2 и перемещение внутренней втулки вниз. В конце перемещения втулки происходит открытие каналов 9, ранее совмещенных с каналами 13. Буровой раствор под действием избыточного давления через открывшиеся каналы (9, 7, 8) перетекает из внутренней полости пакерующего элемента в затрубное пространство. Пакерующий элемент возвращается в первоначальное транспортное положение. В крайнем нижнем положении внутренней втулки шар 1 располагается ниже верхней границы каналов 5 и 8, что позволяет вытекать буровому раствору из бурильной колонны в скважину при подъеме бурильного инструмента на поверхность, а также производить промывку скважины.

Опытная партия устройств была изготовлена и испытана с положительными результатами в глубоких бурящихся скважинах на разведочных площадях Узбекистана. Однако опыт применения устройства позволил установить, что в тех случаях, когда под пакерующим элементом в затрубном пространстве находится значительное количество газа, то после распаковки и снятия устройства этот газ поднимается на поверхность. Противодействие на пласт уменьшается, что может вызвать новое газопроявление в скважину, а это, в свою очередь, снижает эффективность применения разработанного устройства. А.И. Ясашин, И.В. Репин и другие исследователи работали над созданием техники и технологии предотвращения и ликвидации газопроявлений и выбросов газа, которые позволяли бы вымывать на поверхность весь поступивший в ствол скважины газ при запакованном затрубном пространстве. С этой целью был разработан способ создания противодействия на пласт при бурении скважины и устройство для его реализации. Особенность данного способа заключается в удалении газа, поступившего в скважину из пласта, при запакованном затрубном пространстве и создании противодействия на пласт не только за счет утяжеления бурового раствора, но и за счет изменения режима циркуляции раствора через гидравлические каналы предложенного устройства.

Устройство состоит из корпуса 1 (рис. 6.57, а), в котором выполнены сквозные радиальные впускные 16 и выпускные 6 отверстия. На выходе последних установлен обратный клапан 5 для стравливания газированной жидкости из пласта. В корпусе 1 предусмотрены также отверстия 10 для запаковки с впускным обратным клапаном 9 и отверстия 19 для распаковки с выпускным обратным клапаном 12. На наружной поверхности корпуса на подшипниках 7 и 15 установлен с возможностью проворота вокруг оси устройства гидравлической уплотнительный элемент 8, а внутри корпуса размещена втулка 4 с фигурными штуцерующими каналами 21, длина которых в несколько раз превышает длину втулки, обеспечивая тем самым во столько же раз увеличение гидropотерь газированного потока при его прохождении через этот канал. Конфигурация штуцерующего канала может быть выполнена в виде ломаной, винтовой, спиральной линии и т.д. Внутренние размеры проходного сечения каналов 21 могут быть постоянными по всей длине или иметь некоторое изменение от входа к выходу. Во втулке 4 выполнены отверстия 20 и 17, в которых жестко закреплены трубки малого диаметра, образующие вместе с отверстиями 10 и 9 каналы для запаковки и распаковки устройства. Внутри втулки 4 с упором на корпус 1 установлена втулка 14 с седлом для пружины 13, на которую опирается подвижный золотник 11 со сквозными радиальными отверстиями 18 и посадочным седлом для сбрасы-

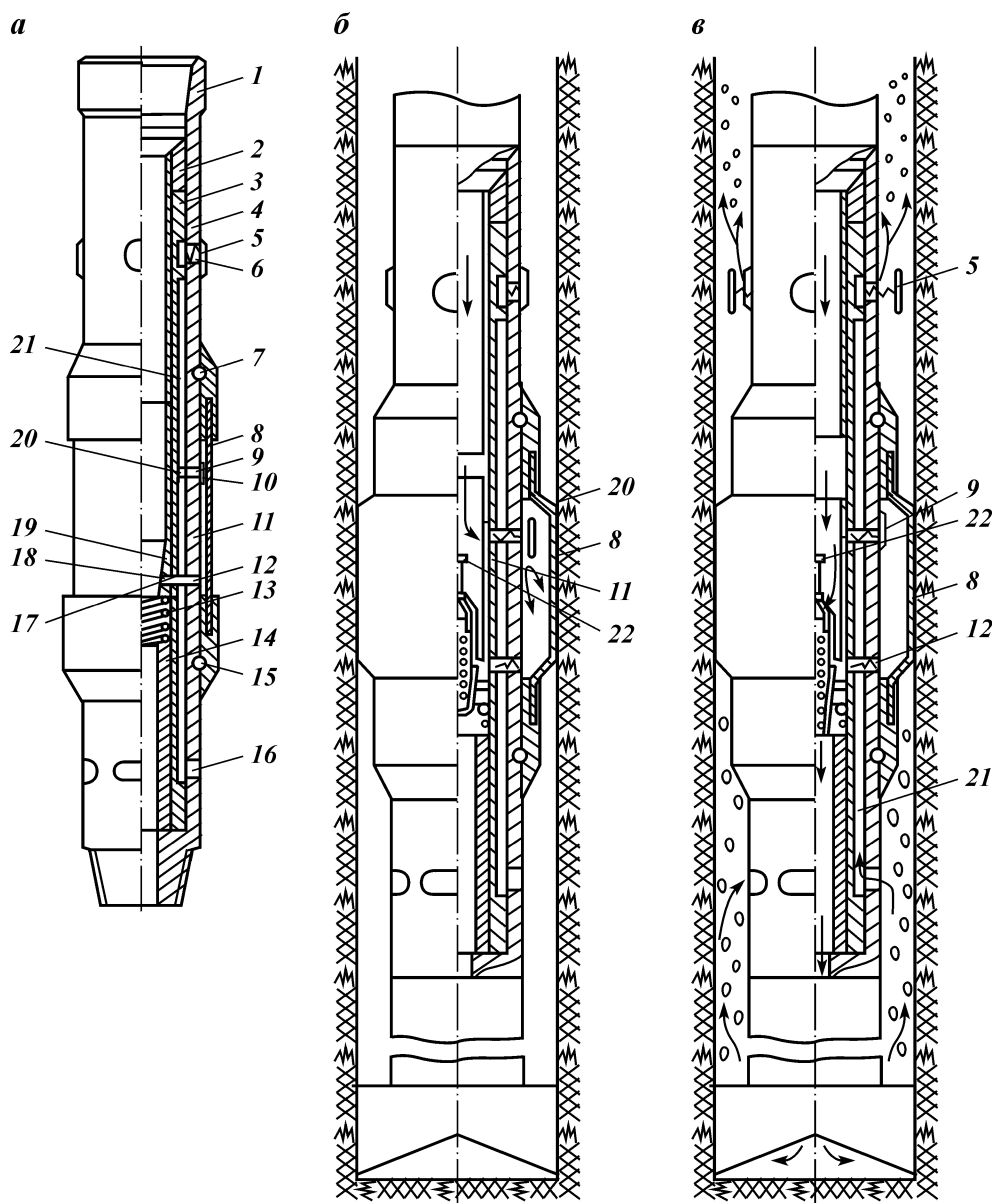
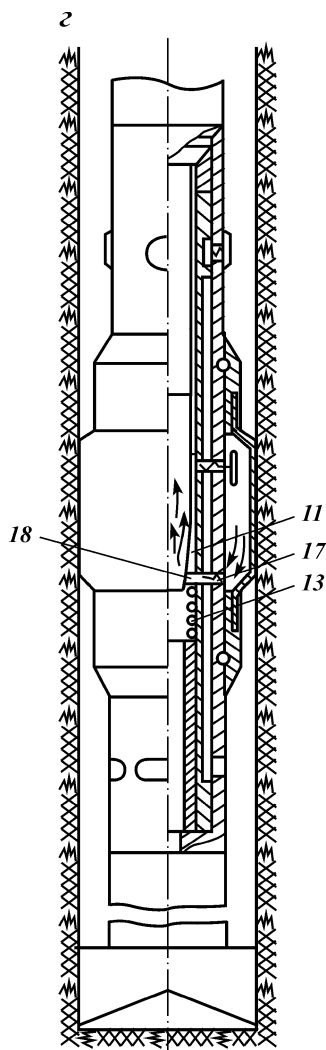


Рис. 6.57. Устройство для создания противодействия на пласт

ваемого с поверхности обратного клапана. Внутри втулки 4 под золотником 11 установлена фиксирующая втулка 3, которая при помощи упора 2 опирается на втулку 4. На концах корпуса 1 выполнены резьбы для присоединения бурильных труб, на которых устройство спускают в скважину.

Создание противодействия на пласт предлагаемым устройством при бурении скважины в случае возникновения выброса осуществляют следующим образом. Устройство устанавливают в компоновку бурильной колонны и с

Рис. 6.57. Продолжение



ним бурят скважину. При вскрытии газоносного пласта в случае поступления газа в скважину внутрь колонны труб сбрасывают обратный клапан 22 (рис. 10.57, ·). Двигаясь в потоке бурового раствора, клапан 22 достигает устройства и опускается на посадочное седло золотника 11. При создании избыточного давления над клапаном 22 последний, воздействуя на золотник, начинает перемещать его вниз, при этом отверстия 20 открываются и буровой раствор начинает поступать во внутреннюю полость уплотнительного элемента 8, т.е. происходит запакерка затрубного пространства скважины над газоносным пластом. При дальнейшем возрастании давления в трубах над клапаном 22 (рис. 6.57, ·) он открывается и буровой раствор, проходя через клапан, буровые трубы ниже устройства, выходит в затрубное пространство и смешивается с газом, поступающим из пласта. После того, как буровой раствор, войдя в затрубное пространство, достигнет устройства, произойдет стравливание газа через штуцерующие каналы 21 и клапаны 5 (после создания на него избыточного давления, необходимого для его открытия). В случае прекращения циркуляции бурового раствора в буровых трубах клапаны 9, 12 и 22 обеспечивают герметичность внутренней полости уплотнительного элемента 8.

Для того чтобы газ, прошедший через каналы 21, не смешивался с буровым раствором, в надпакерной зоне устройства, в затрубном пространстве, под плашками устьевого превентора создают дополнительное давление (автономная закачка бурового раствора). По мере накопления газа под устьевым превентором производят его периодическое стравливание в приемную емкость. Таким образом осуществляется предотвращение выброса из скважины.

Для того чтобы распаковать устройство (рис. 6.57, ·) с целью продолжения бурения скважины, в буровые трубы спускают овершот, при помощи которого извлекают клапан 22 на поверхность. При этом золотник 11 под действием пружины 13 перемещается вверх, отверстия 17 и 18 совмещаются и жидкость из уплотнительного элемента выходит во внутреннюю полость труб, т.е. происходит распаковка.

После этого восстанавливают циркуляцию в скважине и продолжают бурение.

Таким образом, сущность технологии предлагаемого способа заключается в искусственном создании значительных гидравлических потерь на пути движения гидравлического потока с целью дифференцированного увеличения давления в затрубном пространстве (под пакером).

При осуществлении данного способа создания противодействия на пласт в случае возникновения опасности выброса, например, при неправильном выборе плотности бурового раствора, не обеспечивающей достаточного противодействия на проявляющийся пласт, осуществляют запакеровку затрубного пространства над пластом, а устье скважины перекрывают превентором. При этом подпакерная зона затрубного пространства при помощи штуцерующих каналов в пакере сообщается с надпакерной. За счет гидравлических сопротивлений в штуцерующих каналах пакера в подпакерной зоне затрубного пространства скважины создается избыточное давление. По внутреннему каналу труб в процессе осуществления данного способа проводят прямую циркуляцию бурового раствора с целью запакеровки скважины и сжатия газа, поступающего из пласта, в подпакерной зоне затрубного пространства скважины. Когда газ более низкого давления выйдет из штуцерующих каналов пакера, он может разгазировать буровой раствор, находящийся в надпакерной зоне скважины, и тем самым вызовет снижение гидростатического давления в этой зоне, что может повлечь за собой выброс газированной жидкости из скважины. Для того чтобы это не произошло, в подпакерной зоне создают дополнительное давление путем автономной закачки бурового раствора в затрубное пространство скважины под закрытые плашки устьевого превентора. За счет того, что газ, вышедший из пласта, поджат снизу и сверху, он не будет смешиваться с буровым раствором.

Регулировать противодействие на пласт в зависимости от гидростатического давления в скважине можно следующим образом:

- изменяя плотность бурового раствора;
- изменяя подачу буровых насосов;
- манипулируя с устьевым противовыбросовым оборудованием.

Ослабленный поток газированного раствора по мере его подхода к устьевому превентору периодически стравливают, приоткрывая его плашки.

В случае небольших поступлений газа в виде отдельных пачек можно обходиться без создания противодействия под плашками превентора, а оставляя последний открытым, осуществлять выпуск газированного раствора через предлагаемое устройство с последующим вымыванием газа из скважины.

В устройстве для пакерования ствола скважины использован гидравлический пакерующий элемент, обеспечивающий герметичное разобщение ствола скважины при больших радиальных зазорах между корпусом устройства и стенкой скважины. Это очень важно для повышения износостойкости пакера в процессе бурения скважины. Другая особенность устройства – длина штуцерующих каналов, которая в кратное число раз превышает высоту корпуса устройства, что обеспечивает создание необходимых гидропотерь на пути разгазированной жидкости и позволяет значительно снизить давление, действующее на устьевой превентор.

Следует также обратить внимание на возможность применения газовых забойных ловушек для улавливания газа, поступившего из пласта в скважину, и подъем его на поверхность. Сущность данного предложения заключается в том, что после пакерования ствола скважины газ, находящийся под пакерующим элементом, займет верхнее положение. Поэтому при создании циркуляции с противодействием на пласт штуцерующие каналы через клапан открываются в газовую ловушку, внутри которой давление значительно меньше, чем в скважине, и газ заполняет внутреннюю полость ловушки. Последняя может изготавливаться из двухрядных труб.

После этого вращением или вертикальным перемещением колонны газовая ловушка закрывается и газ внутри нее изолируется от внешней среды. Емкость ловушек подбирают в зависимости от прогнозной оценки газопроявления. При необходимости отбора значительного объема разгазированного раствора могут быть использованы многосекционные ловушки. После ликвидации газопроявления и удаления разгазированной пачки раствора из скважины снимают пакерующее устройство и поднимают колонну труб из скважины. При подъеме газовой ловушки из скважины через клапаны газ направляют в амбар, где его сжигают.

Ослабление газового проявления в процессе бурения путем удаления наиболее насыщенной газом верхней части разгазированной пачки раствора облегчит проведение операций по ликвидации выбросов газа в бурящихся скважинах [416].



6.11. ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ

Для цементирования фонтанирующих или газонефтепроявляющих скважин, применяются самые различные по составу тампонажные смеси и растворы. Во всех случаях рецептуры подбираются для конкретных скважинных условий: температуры и давления того участка ствола, где необходима установка моста, тампона, перемычки. При этом раствор должен обладать пониженной водоотдачей (седиментацией), достаточными сроками схватывания и расчетной плотностью.

При температуре до 100 °С применяют смеси на базе портландцемента, при более высоких – на базе шлака; если последний отсутствует, то в смесь с портландцементом обязательно вводится кварцевый песок. При необходимости иметь тяжелые тампонажные растворы применяют утяжелители (барит, магнетит, гематит и др.); в случае применения облегченных растворов используют материалы-структурообразователи (или реагенты-структурообразователи), требующие введения дополнительного количества воды (для снижения плотности и обеспечения прокачиваемости).

Процесс цементирования организовывается с учетом аварийной ситуации, хотя элементы технологии процесса те же, что и при цементировании обычной скважины.

Тампонажные цементы для ликвидации газонефтепроявлений могут быть классифицированы по плотности тампонажного раствора (кг/м³) по группам: 1 – легкие (< 1400), 2 – облегченные (1400–1650), 3 – нормальные (1650–1950), 4 – утяжеленные (1950–2300), 5 – тяжелые (> 2300).

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы делятся на несколько видов: тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсовые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители. Для ликвидации газонефтепроявлений повсеместно применялся портландцемент, что связано с его доступностью и стабильностью свойств.

Классификация тампонажных цемента представлена на рис. 6.58.

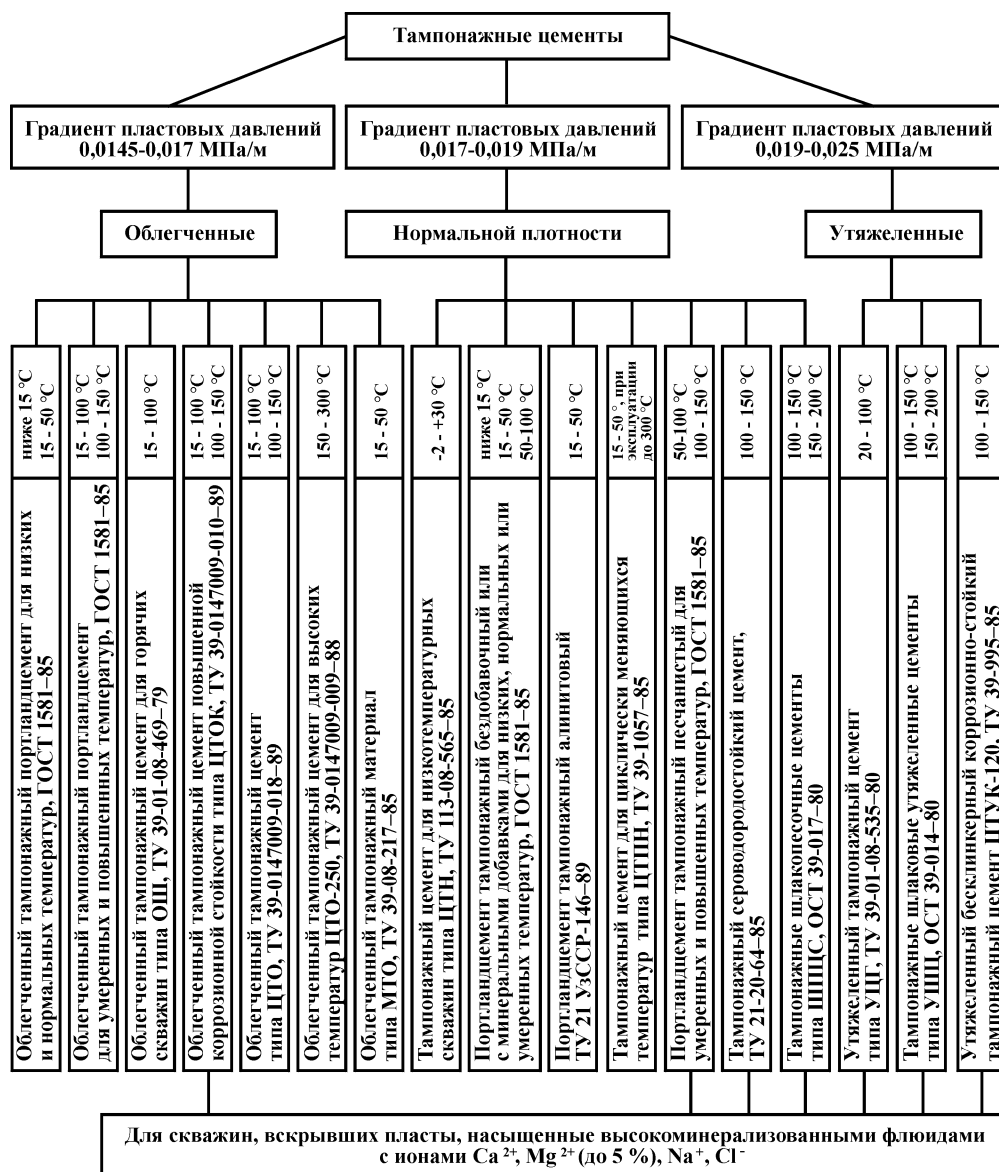


Рис. 6.58. Классификация тампонажных цемента

Большинство специальных тампонажных цемента (табл. 6.35) разработано в б. ВНИИКРнефти.

Шлакопесчаные цементы совместного помола в зависимости от назначения выпускают двух видов: ШПЦС-120 и ШПЦС-200. Цемент ШПЦС-120 отличается от ШПЦС-200 повышенной активностью за счет добавки портландцемента.

Утяжеленные цементы подразделяются в зависимости от назначения и плотности получаемого из них раствора. По назначению они делятся на

Таблица 6.35

Основная характеристика специальных тампонажных цемента

Марка цемента	Водоцементное отношение	Растекаемость по конусу АзНИИ, см	Плотность (средняя), г/см ³	Температурные пределы применения, °С	
				рекомендуемые	допустимые
ШПЦС-120	0,45	18–20	1,8–1,83	100–150	40–160
ШПЦС-200	0,4	18–20	1,78–1,83	150–250	100–250
УЦГ-1	0,35	20–21	2,06–2,15	20–100	20–100
УЦГ-2	0,32	20–21	2,16–2,3	20–100	20–100
УШЦ1-120	0,35	19–22	2,06–2,15	100–150	40–160
УШЦ2-120	0,32	19–20	2,16–2,3	100–150	40–160
УШЦ1-200	0,35	20–23	2,06–2,15	150–250	100–250
ОЦГ	0,95–1,05	20–24	1,4–1,5	50–100	30–120

утяжеленные цементы для нормальных и умеренных температур (УЦГ-1, УЦГ-2) и для повышенных и высоких (УШЦ1-120, УШЦ2-120, УШЦ1-200, УШЦ2-200).

Шифры цемента: ШПЦС – шлакопесчаный цемент совместного помола; УЦГ – утяжеленный тампонажный цемент, УШЦ – утяжеленный шлаковый цемент. Первая цифра (1 или 2) после буквенного обозначения указывает на вид цемента в зависимости от плотности получаемого из них раствора. Цементы первого вида (УЦГ-1, УШЦ1-120, УШЦ1-200) имеют плотность раствора в пределах 2,06–2,15 г/см³, второго (УЦГ-2, УШЦ2-120, УШЦ2-200) – в пределах 2,16–2,3 г/см³. Последнее число в шифре цемента обозначает температуру испытания цемента по техническим условиям. Так, цементы ШПЦС-120, УШЦ1-120 и УШЦ2-120 испытывают при температуре 120 °С и давлении 40 МПа; ШПЦС-200, УШЦ1-200 – при 200 °С и давлении 60 МПа; цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 при температуре 75 °С и атмосферном давлении.

Для удобства применения цемента при ликвидации газонефтепроявлений физико-механические свойства раствора и камня из этих цемента приведены в табл. 6.36. Для регулирования сроков схватывания кроме указанных в таблице могут применяться следующие известные замедлители: ОЭДФ, НТФ, КМЦ, СВК, ВКК, нитролигнин, гуматы, дубители, оксил, КССБ, Л-6, Л-7 и др. Цементы затворяют пресной или слабоминерализованной водой при цементировании в обычных отложениях или насыщенным раствором хлорида в соленосных отложениях. При затворении цемента с использованием насыщенного раствора поваренной соли плотность раствора увеличивается примерно на 0,1 г/см³.

Газопроницаемость камня из специальных цемента при температуре твердения от 20 до 100 °С не превышает $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Наиболее важное значение для цементирования скважин, газонефтепроявлений, особенно при ликвидации, имеют облегченный и утяжеленный тампонажные растворы. Для повышения долговечности всех видов применяемых портландских и шлаковых тампонажных цемента необходимо вводить в них кварцевый песок в молотом или естественном состоянии (или материалы, богатые SiO₂ и не имеющие вредных примесей).

Цементно-песчаные растворы. При высоких температурах и давлениях растворы из смеси тампонажного портландцемента и кварцевого песка затвердевают в долговечный прочный непроницаемый камень, более устойчивый, чем цементный камень и чистого портландцемента.

Физико-механические свойства раствора и камня из специальных цементов

Марка цемента	Добавка замедлителей, % (от массы цемента)			Водоце- ментное отношение	Растекае- мость, см	Плотность, г/см ³	Условия испы- тания		Сроки схваты- вания, ч		Прочность через 2 сут, МПа	
	ССБ	Гипан	Хром- пик				Темпе- ратура, °С	Давле- ние, МПа	Начало	Конец	на изгиб	на сжатие
ШПЦС-120	—	—	—	0,43	18–20	1,8–1,82	40	—	7–9	9–13	1,5–2,5	3–6
	0,05–0,1	—	0,05–0,1		18–22	1,8–1,82	80	30	3–5	5–9	2,5–4	6–10
	0,15–0,3	—	0,15–0,3		20–23	1,78–1,81	120	40	3–6	5–9	3–5	8–14
	0,4–0,5	—	0,4–0,6		22–24	1,78–1,81	160	60	4–6	5–8	5–7	15–25
ШПЦС-200	—	0,15	0,15	0,4	20–22	1,8–1,82	160	60	4–6	5–8	4–6	13–20
	0,1	—	0,1		18–21	1,81–1,82	100	30	3–5	5–8	2–3	4–6
	0,3–0,5	—	0,3–0,5		22–24	1,78–1,81	160	60	3–6	5–8	5–6	12–16
	—	0,2–0,3	0,1–0,3		20–22	1,8–1,82	160	60	4–7	6–10	4–5	10–15
УЦГ-1	—	0,5–0,6	0,3–0,5	0,35	20–22	1,8–1,82	220	70	4–7	6–10	5–8	15–25
	—	0,5–1	0,5–1		20–22	1,8–1,82	235	80	4–7	6–10	5–9	15–30
	—	0,6–1	0,5–1		20–22	1,8–1,82	250	100	3–5	6–9	6–10	25–35
	—	—	—		20–21	2,1–2,12	20	—	6–10	9–13	1,5–2	3–5
УЦГ-2	0,1–0,3	—	—	0,33	21–23	—	75	20	4–7	6–10	2,4–4,5	6–11
	0,3–0,5	—	0,3–0,5		22–24	—	100	40	3–5	5–8	4–5	10–12
	—	—	—		19–21	2,2–2,23	20	—	6–10	9–13	1,5–2	3–5
	0,1–0,3	—	—		21–23	—	75	20	4–7	6–10	2,5–4,5	6–11
УШЦ1-120	0,3–0,4	—	0,3–0,4	0,34	22–24	—	100	40	3–5	5–8	4–5	10–12
	—	—	—		19–20	2,1–2,13	40	—	6–8	9–12	1,5–2,5	3–5
	0,05–0,1	—	—		20–21	—	80	20	3–5	5–8	3–4	6–10
	0,15–0,3	—	0,15–0,3		21–23	—	120	40	3–6	5–9	3,0–5	8–14
УШЦ2-120	0,4–0,5	—	0,4–0,8	0,32	22–24	—	160	70	4–6	5–8	5,0–7	15–25
	—	0,15	0,15		20–23	—	160	70	4–6	5–8	4,0–6	12–20
	—	—	—		19–20	2,2–2,22	40	—	6–8	9–12	1,5–2,5	3–5
	0,5–0,1	—	—		20–21	—	80	20	3–5	5–8	2–4	6–10
УШЦ1-200	0,1–0,3	—	0,1–0,3	0,34	21–23	—	120	40	3–6	5–9	3–5	8–14
	0,4–0,5	—	0,4–0,8		22–24	—	160	70	4–6	5–8	5–7	15–25
	—	0,1–0,15	0,1		20–22	—	160	70	4–6	5–8	4–6	12–20
	0,1	—	0,1		20–21	2,1–2,12	100	20	3–5	5–8	2–3	4–6
УШЦ2-200	0,1–0,5	—	0,3–0,5	0,32	22–24	—	160	60	3–6	5–8	5–6	12–16
	—	0,1–0,25	0,1–0,15		20–22	—	160	60	4–7	6–10	4–5	10–14
	—	0,5–0,6	0,6–0,6		20–22	—	220	80	4–7	6–10	5–6	13–20
	—	0,6–1	0,5–1		20–22	—	250	100	3–5	6–9	6–8	18–25
УШЦ-200	0,1	—	0,1	0,32	20–21	2,2–2,22	100	20	3–5	5–8	2–3	4–6
	0,3–0,5	—	0,3–0,5		22–24	—	160	60	3–5	5–8	5–6	12–16
	—	0,2–0,3	0,1–0,3		20–22	—	160	60	4–7	6–10	4–5	10–14
	—	0,6–1	0,6–1		20–22	—	220	80	4–7	6–10	5–6	13–25
УШЦ-200	—	0,6–1	0,6–1	0,32	20–22	—	250	100	3–5	6–9	6–8	13–25

Если при нормальных условиях добавка песка при принятых сроках твердения – практически инертный компонент, то при повышенных температурах кремнезем активно взаимодействует с составляющими цемента.

При температурах около 20–40 °С в тампонажные цементы, имеющие повышенную растекаемость цементного раствора (25 см и более), допускается введение определенного количества песка – в некоторых случаях до 30 %. При этом масса имеет удовлетворительную подвижность. В этих случаях сроки схватывания смеси будут сокращаться, а прочность и плотность камня возрастут вследствие снижения количества воды, удерживаемого поверхностью песка. Со временем прочность камня повысится.

Пригодность песка для добавки к тампонажным цементам следует рассматривать в зависимости от изменения свойств цементно-песчаного раствора и камня.

Повышение температуры до 75 °С позволяет увеличить массовую долю кварцевого песка до 50 % без понижения двухсуточной прочности цемента. Песок в этих условиях с увеличением срока твердения начинает играть положительную роль как связующее (повышение проницаемости) некоторого количества гидроксида кальция, понижающего плотность цементного камня. Увеличение температуры до 110 °С и выше резко изменяет физико-механические свойства цементно-песчаного раствора: механические показатели цементно-песчаного камня резко возрастают.

Введение кварцевого песка в портландцементы, твердеющие при высоких температурах и давлениях, повышает плотность цементно-песчаного камня.

В общем случае добавление кварцевого песка к тампонажному портландцементу крайне желательно, а при высоких температурах – необходимо. В этом случае введение в портландцементы песка даже пониженного качества при высоких температурах резко улучшает физико-механические свойства камня: снижается до нуля проницаемость, повышается его сопротивляемость агрессивным водам и т.д.

При наличии нескольких кварцевых песков целесообразно выбирать те, у которых фракция, прошедшая через сито со стороной ячейки 0,15 мм, составляла не более 30 %.

Применение цементно-песчаных смесей при цементировании глубоких высокотемпературных скважин обуславливает необходимость обработки их замедлителями сроков схватывания. Рецептура добавок подбирается аналогично выбору рецептуры на базе тампонажных портландцементов без песка.

Облегченные тампонажные цементы и растворы. Облегченные тампонажные растворы получили широкое распространение. Добавками для снижения плотности цементных растворов являются бентонит, фильтроперлит, пущолановые материалы, диатомитовая земля, гильсонит, кероген и др. При использовании большинства облегчающих добавок снижение плотности цементного раствора заключается в удержании добавками избыточного количества воды, т.е. в повышении водоцементного отношения или введения с наполнителем воздуха (вспученный перлитовый песок, вермикулит). Во всех случаях введение облегчающих добавок способствует снижению механической прочности камня.

В качестве облегчающей добавки наибольшее распространение получил бентонит. Он дает возможность значительно повысить водоцементное отношение и тем самым снизить плотность тампонажного теста.

Вспученный перлитовый песок и вермикулит также способствуют удерж-

жанию воды. Как правило, их вводят в цемент вместе с большим количеством бентонита (до 3–5 %) во избежание флотации частиц и для получения более однородного раствора. Однако растворы с добавкой перлита или вермикулита обладают недостатком: под влиянием давления воздух в частицах сжимается, некоторые из них разрушаются и, как следствие этого, плотность раствора повышается, а растекаемость уменьшается, что может привести к осложнениям при цементировании. Более высокой стабильностью отличаются растворы, содержащие фильтроперлит, позволяющий существенно понизить плотность тампонажных растворов (до 1,3 г/см³).

Добавление пуццолановых материалов незначительно понижает плотность цементного раствора – всего до 1,55–1,6 г/см³.

Для цементирования нефтяных и газовых скважин применяют легкие цементные растворы, получаемые следующими способами.

1. Смешение цементного порошка с неводопотребной добавкой меньшей плотности, например с гильсонитом, керогеном, нефтяным коксом, резиновой крошкой; интервал изменения плотности 1,4–1,65 г/см³.

2. Смешение цементного порошка с водопотребной добавкой (глина, диатомит, трепел, фильтроперлит и др.). В результате введения избыточного количества воды (до получения раствора требуемой подвижности) может быть значительно уменьшена плотность раствора.

3. Смешение цементного порошка с добавками, содержащими воздух (например, вспученный перлитовый песок, вермикулит, микрошарики). Может быть получена низкая плотность раствора, однако при выдерживании раствора при высоком давлении она повышается, причем существенно уменьшается растекаемость раствора.

Наиболее просты в приготовлении и для применения цементно-бентонитовые растворы. В этом случае облегченные растворы могут быть изготовлены из следующих трех способов.

1. Вяжущий материал затворяют буровым глинистым (бентонитовым) раствором или специально приготовленным бентонитовым раствором. Принципиально возможно применение обоих вариантов, но затворять на специально приготовленном бентонитовом растворе проще.

2. Второй способ основан на затворении водой тщательно смешанных цемента и глины и успешно применяется во многих нефтегазовых районах.

3. При третьем способе заготовленный бентонитовый раствор вместе с цементным направляют в нагнетательные линии, перемешивая в блоке манифольдов БМ-700, и подают в скважину. Способ прост, но требует тщательной подготовки.

При нормальных условиях указанные смеси имеют длительные сроки схватывания и требуют введения ускорителей, однако при температуре 50–75 °С они схватываются достаточно быстро. Повышение температуры до 120 °С и давления до 40 МПа ускоряет сроки схватывания растворов, и они без замедлителей практически непригодны к использованию. Обработка облегченных растворов замедлителями и ускорителями ничем не отличается от аналогичной обработки обычных растворов. Однако часть реагента адсорбируется поверхностью бентонита.

Во всех случаях с увеличением содержания бентонита уменьшается плотность тампонажного раствора, удлиняются сроки схватывания и снижается прочность камня. С возрастанием времени твердения образцов в воде с температурой 75 °С наблюдается рост прочности цементного камня при любых дозировках бентонита.

Повышение температуры до 100–110 °С и давления до 40 МПа способствует резкому снижению проницаемости цементно-бentonитового камня после двухсуточного твердения, что позволяет применять предложенные смеси до температур 100–110 °С.

В табл. 6.37 приведены основные показатели смесей и растворов при различном соотношении портландцемента и бентонитовой глины, рекомендованных к промышленному применению. Во всех случаях портландцемент и глинопорошок предварительно тщательно смешивают и затем затворяют водой: время перемешивания раствора принято равным 3 мин. Из таблицы видно, что выход раствора значительно возрастает с повышением дозировки глинопорошка.

При температуре выше 100 °С и высоком давлении в цементно-бентонитовые растворы целесообразно вводить молотые кремнеземистые добавки, которые, связываясь с выделяющимся гидроксидом кальция, образуют низкоосновные гидросиликаты, устойчивые в данных условиях.

Роль облегчающей добавки выполняет тонкомолотая кремнеземистая добавка. Плотность раствора в данном случае можно снизить до 1,5 г/см³.

При высоких температурах и давлениях для приготовления облегченных цементных растворов целесообразно применять шлаки. На их основе могут быть изготовлены облегченные тампонажные растворы как с тонкоизмельченными кремнеземистыми, так и с глинистыми минералами.

Наибольшее распространение получили шлаковые облегченные растворы с бентонитовой глиной, а также с бентонитовой глиной и опокой.

Различные шлаки по-разному реагируют на введение бентонитовой глины, но во всех случаях сроки схватывания последовательно замедляются. Некоторые шлаки при введении 30–50 % бентонитовой глины настолько удлиняют время начала схватывания, что смеси практически малоприспособны для цементирования скважин без применения ускорителей.

Утяжеленные тампонажные цементы. Эти цементы предназначены для цементирования нефтяных и газовых скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), в том числе для изоляции пластов соленосных отложений и ликвидации газонефтепроявлений.

В зависимости от плотности приготавливаемого раствора и температурных условий применения утяжеленные тампонажные цементы подразделяются на несколько видов.

Утяжелять цементные растворы можно двумя способами: получением рудных цементов и введением в цементы утяжеляющих добавок. Первый

Таблица 6.37

Основные ориентировочные показатели смесей и растворов при различном соотношении портландцемента и бентонитового глинопорошка

Состав смеси, кг		Соотношение (по массовой доле)		Плотность, г/см ³	Растекание по конусу АзНИИ, см	Приблизительный объем, м ³		Количество смеси, эквивалентное 1 т цемента, для получения одинакового объема раствора
Цемент	Глина	цемент: глина	вода: смесь			раствора из 1 т смеси	1 т сухой смеси	
1000	0	1:0	0,5	1,85	22	0,82	0,32	1
800	200	4:1	0,84	1,56	18	0,17	0,33	0,7
750	250	3:1	0,93	1,5	18	1,27	0,34	0,65
670	330	2:1	1	1,46	18	1,39	0,34	0,59
600	400	3:2	1,05	1,45	17	1,4	0,35	0,59
500	500	1:1	1,3	1,38	18	1,65	0,35	0,5

способ не позволяет получить цементные растворы высокой плотности, с помощью второго можно регулировать плотность в широких пределах в зависимости от количества утяжелителя, его гранулометрии и влагоемкости. Для снижения количества воды с целью повышения плотности целесообразно вводить в раствор реагенты-пластификаторы, из которых наиболее эффективны сульфит-спиртовая барда, сульфит-целлюлозный экстракт и др.

Плотность утяжелителей достаточно высока, причем у феррофосфора она достигает (в г/см³) 7,69, у гематита – 4,35; у магнетита – 4,52.

Параметры утяжеленных тампонажных цемента должны соответствовать значениям, приведенным в табл. 6.38. Режим испытаний цемента УЦГ и УШЦ определен в соответствии с ГОСТ 26798.0–85.

Марка цемента.....	УЦГ-1, УЦГ-2	УШЦ1-120, УШЦ2-120	УШЦ1-200, УШЦ2-200
Время выхода на режим, мин	–	25±3	60±5
Температура, °С	75±3	120±5	200±5
Давление, МПа	Атмосферное	40±6	60±9

Вследствие наличия посторонних примесей в утяжелителе требуется введение в растворы излишнего количества воды, что водит к понижению плотности утяжеленных цементных растворов. Плотность раствора при использовании одного и того же утяжелителя можно повысить в результате более грубого помола последнего, так как в этом случае на его смачивание требуется меньше воды.

Высококачественным утяжелителем для повышения плотности цементных растворов могут считаться зерна оксида железа или других тяжелых материалов, гранулометрический состав которых ограничивается размером сит 0,6–0,15 мм или если указанная фракция еще более низка (0,6–0,4 мм). Верхнюю границу зерен утяжелителя следует подбирать с учетом отсутствия

Таблица 6.38

Параметры утяжеленных тампонажных цемента

Параметры	Марка цемента					
	УЦГ-1	УЦГ-2	УШЦ1-120	УШЦ2-120	УШЦ1-200	УШЦ2-200
Тонкость помола, см ² /г	2500±200	2200±200	2500±200	2200±200	2500±200	2200±200
Растекаемость цементного раствора (В/Ц), см	20–21 (0,35)	20–21 (0,32)	19–22 (0,35)	19–20 (0,32)	20–23 (0,35)	20–21 (0,32)
Плотность цементного раствора, г/см ³	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3	2,06–2,15	2,16–2,3
Сроки схватывания, ч:						
начало (не ранее)	1–45	1–45	2	2	2	2
конец (не позднее)	5	5	10	10	8	8
Прочность камня через 24 ч ОЗЦ, МПа:						
на изгиб	2–4,5	2–4	2,5–7	2,5–7	2,5–8	2,5–8
на сжатие	5–20	5–18	9–25	9–25	12–30	12–30
Выход раствора из 1 т цемента, м ³	0,62–0,64	0,58–0,6	0,63–0,65	0,6–0,65	0,63–0,65	0,58–0,6

седimentации и сохранности оборудования при транспортировании цементного раствора в затрубное пространство скважины.

Вводя магнезиальный песок в портландцементы, можно получать сравнительно тяжелые цементные растворы. Так, добавка 50–100 % магнетитового песка в портландцемент повышает плотность растворов до 2,14–2,33 г/см³. Наибольшие дозировки (до 0,4–0,5 %) сульфит-спиртовой барды способствуют разжижению растворов, что позволяет снизить количество воды и тем самым дополнительно увеличить плотность. При соотношении 1:1 (портландцемент : магнетитовый песок) и 0,4–0,6 % ССБ был получен раствор плотностью 2,45 г/см³.

При использовании кварцевого песка естественной крупности как материала, водопотребность которого значительно меньше, чем цемента, можно получить растворы плотностью 2,05 г/см³. Введение ССБ в данном случае способствует незначительному приросту плотности. При высоких температурах и давлениях применяют утяжеленные шлаковые растворы. Утяжелителями являются те же материалы, которые используются для повышения плотности тампонажных растворов на основе портландцемента.

Шлаковый цемент по сравнению с тампонажным портландцементом имеет пониженную плотность, однако на базе шлака получают тампонажные растворы плотностью 2,2–2,25 г/см³. Введение гематита и магнетита способствует некоторому замедлению сроков схватывания шлаковых растворов. Наилучшие результаты по утяжелению растворов получены при использовании магнетита.

Для определения количества материалов, требуемого для приготовления необходимого объема тампонажного раствора, разработана следующая методика.

В соответствии с геологическими условиями или условиями ликвидации газопроявления устанавливают необходимую плотность ρ тампонажного раствора и выбирают отношение k массы цементирующего материала к массе наполнителя.

Количества цементирующего материала $P_{ц.м}$ (цемент, шлак, гипс и др.), наполнителя P_n (песок, опока и т.д.) и жидкости, используемой для затворения $P_{ж.з}$ (вода, солесодержащие растворы и др.), необходимые для приготовления 1 м³ раствора заданной плотности, определяют по аналитическим зависимостям, которые получены после совместного решения уравнений

$$P_{ц.м} = \frac{\rho - \rho_{ж.з}}{\frac{\rho_{ц.м} - \rho_{ж.з}}{\rho_{ц.м}} + \frac{1}{k} \left(\frac{\rho_n - \rho_{ж.з}}{\rho_n} \right)}; \quad (6.92)$$

$$P_n = P_{ц.м} / k; \quad (6.93)$$

$$P_{ж.з} = P - (P_{ц.м} + P_n). \quad (6.94)$$

В большинстве случаев для затворения растворов используют воду ($\rho_{ж.з} = 1 \text{ г/см}^3$):

$$P_v = P - (P_{ц.м} - P_n).$$

Упростим уравнение

$$P_{ц.м} = \frac{\rho - 1}{1 - \frac{1}{\rho_{ц.м}} + \frac{1}{k} \left(1 - \frac{1}{\rho_n} \right)}, \quad (6.95)$$

где $\rho_{ц.м.}$, ρ_n , ρ – плотность соответственно цементирующего материала, наполнителя и тампонажного раствора, т/м³.

Утяжеленный бесклнкерный коррозионно-стойкий тампонажный цемент типа ЦТУК-1210 предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин, вскрывших зоны с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), при наличии в интервале цементирования полиминерализованных пластовых вод, углекислой и сероводородной агрессий. Температурный диапазон применения – от 80 до 150 °С.

Цемент ЦТУК-120 получают при смешивании совместно измельченных доменного гранулированного шлака, кварцевого песка и парафина (гидрофобизирующая добавка) с баритом (утяжеляющая добавка).

Выпускают две марки этого цемента: ЦТУК-1-120 с плотностью тампонажного раствора 2050–2150 кг/м³ и ЦТУК-2-120 с плотностью 2160–2300 кг/м³.

Тампонажный цемент ЦТУК-120 отличается увеличенным сроком сохранности и неслеживаемостью при хранении, а тампонажный камень из него – повышенной коррозионной стойкостью в агрессивных гидротермальных водах. Эти свойства обеспечиваются наличием в составе ЦТУК-120 химически стойких компонентов и гидрофобизирующей добавки.

Тампонажный раствор из ЦТУК-120 готовят на серийном цементировочном оборудовании. В качестве реагентов-замедлителей можно использовать КССБ-2, декстрин, лигносульфонаты, бихроматы, а в качестве жидкости затворения – питьевую, техническую, морскую или пластовую воду. Предел прочности тампонажного камня из ЦТУК-120 через 24 ч твердения при температуре 120 °С и давлении 60 МПа составляет 2,5–3,5 МПа.

Регулирование свойств цементного раствора и камня с помощью реагентов. Усложнение геолого-технических условий сооружений скважин, а также совершенствование техники и технологии их бурения и крепления повышают уровень требований к тампонажным материалам и приготовляемым из них растворам. Это вызывает необходимость целенаправленного изменения свойств цементных растворов и образующегося камня путем обработки их химическими реагентами.

К показателям тампонажных систем, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью технологии или особенностями условий скважины, относятся время загустевания или сроки схватывания, реологические свойства, седиментационная устойчивость для тампонажных растворов и механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость для тампонажного камня.

При количественном изменении одного показателя тампонажного раствора изменяется другой (или другие) параметр и в некоторых случаях в нежелательном направлении. Как правило, реагенты и материалы, вводимые в тампонажные системы, оказывают комплексное воздействие и изменяют одновременно несколько параметров.

Некоторые реагенты при одних условиях изменяют свойства тампонажных систем в одном направлении, а при других условиях влияние тех же реагентов может быть противоположным. Кроме того, один и тот же реагент при различных дозировках может вызывать противоположные воздействия.

Применение тампонажных цементов в различных условиях связано с использованием реагентов, представленных в табл. 6.39.

Температурные и физико-химические условия применения пеногасителей приведены в табл. 6.40.

Таблица 6.39

Температурные области применения различных реагентов

Температура в скважине, °С	Вид тампонажного цемента	Реагенты и их сочетания
Реагенты-ускорители сроков схватывания и твердения		
0–10	Портландцемент	CaCl, NaCl, NaCl + CaCl ₂ , KCl, K ₂ CO ₃ , ННК, ННС, ННХК, НКМ, ННХК + М, НК, НН
0–20		CaCl ₂ , NaCl, CaCl ₂ + NaCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , НК, НН, ННК, ННС, НКХ, мочевины
20–75		CaCl ₂ , NaCl, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , силикат натрия, НН, НК, меласса, ТЭА, фульфаноловая кислота
75–100	Портландцемент и песок	Ускорители применяются только вместе с замедлителями-пластификаторами и замедлителями-понижителями фильтрации
> 100	Шлаковый	CaCl ₂ , NaCl, Na ₂ CO ₃ , Na ₂ SO ₄ , NaOH, силикат натрия, K ₂ CO ₃ , НК, НН, ННС, ННК
	Портландцемент и шлаковый портландцемент	Замедлители схватывания
	Шлаковый	Na ₂ CO ₃ , NaOH в сочетании с замедлителями-понижителями фильтрации при малоактивных вяжущих без замедлителей
Реагенты-замедлители схватывания и твердения		
20–75	Портландцемент	КМЦ, СДБ, ПФЛХ, ПАА, КССБ, НЧК, сунил, СВК, эпоксидные смолы, фурфурол, гексаметафосфат, пирофосфат, КБД, ПАД-3
75–100	Шлаковый Шлаковый и портландцемент	НТФ, ОЭДФ, СДБ, окзил, ФХЛС, МА, СВК, Л-7, ПАА, КССБ, ПФЛХ, фурфурол, сунил, КМЦ, мочевины, декстрин, гипан, СВК + СДБ
100–130		Ускорители схватывания НТФ, ОЭДФ: гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, окзил, хромпик, СДБ, КССБ, декстрин, СДБ + МА, СВК, МА, СВК + СДБ, СДБ + хромпик, БК, ПФЛХ
130–160		НТФ, ОЭДФ, бура, декстрин, КМЦ + хромпик, МА, гипан, СВК или ВКК, СДБ + МА, гипан + + хромпик, ДБФ, БК, ТОГК, МК, хромпик, ПФЛХ, КССБ
> 160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, БК + СВК, ТОГК, СВК, гипан + + хромпик, окзил, хромпик, окзил + хромпик, СВК + хромпик, КССБ
Реагенты-пластификаторы		
< 75	Портландцемент	КССБ, СДБ, С-3, 10-03, гексаметафосфат, пирофосфат, НЧК, ПФЛХ, ПАШ, ФХЛС, ВЛХК, СПД, ГИФ-1, сунил, Д-1, Д-4, ЦНИПС-1, ГКЖ-10 и ГКЖ-11, мылонафт, ВРП-1, АСМР
75–100	Портландцемент и шлаковый цемент	НТФ, ОЭДФ, СДБ, КССБ, сунил, ФХЛС, ПФЛХ, мочевины, окзил
100–130		НТФ, ОЭДФ, хромпик, СДБ, КССБ, ФХЛС, СДБ + хромпик, сунил, окзил, ПФЛХ
130–160	Шлаковый	НТФ, ОЭДФ, СДБ + хромпик, КССБ + хромпик, ПФЛХ
> 160		НТФ, ОЭДФ, хромпик, окзил + хромпик
Реагенты-понижители фильтрации		
< 75	Портландцемент	ПВС, МЦ, КМЦ, ПАА, декстрин, МК, бентонитовая глина
75–100	Шлаковый и портландцемент	Окзил, декстрин, МК, гипан, КМЦ, МЦ, К-4, бентонитовая глина
100–130		Гипан + хромпик, гипан, КМЦ, ОЭЦ, К-4, окзил, декстрин, окзил + хромпик, бентонитовая глина, метас
130–160	Шлаковый	Гипан + хромпик, КМЦ + хромпик, окзил + + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик
> 160		Гипан + хромпик, окзил + хромпик, бентонитовая глина, метас + хромпик

Таблица 6.40

Температурные и физико-химические условия применения пеногасителей

Температура в скважине, °С	Растворы без добавок солей-электролитов	Растворы с добавлением солей-электролитов
< 50	РС, ПЭС, соапсток, карболениум, кальцинированный мылонафт, Т-66, НЧК, СМ, ПМС-1000А, ПМС-200А, СЗ-6, П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат, ВМСС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	РС (кроме нефтэмульсионных растворов), ПЭС, соапсток, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хлорида кальция), Т-66, НЧК, ПМС-1000А и ПМС-200А (кроме высоких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, НГВ-1, полиамид, стеарат алюминия
50–100	РС, ПЭС, соапсток, карболениум, кальцинированный мылонафт, Т-66, НЧК, ПМС-1000А, ПМС-200А, П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	РЭС, ПЭМ, кальцинированный мылонафт (кроме растворов хлорида кальция), Т-66, НЧК, ПМС-1000А и ПМС-200А (кроме высоких концентраций солей), П-79, ВМС-12, ВМС, оксидат ВЖС, СЖК, ОКП-50, ЖЖТ, стеарат алюминия, полиамид
100	Карболениум (до 150 °С), Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюминия, полиамид, стеарокс-6	Т-66, НЧК, ВМС-12, ВМС, ОКП-50, стеарат алюминия, полиамид

7

ОТКРЫТЫЕ ФОНТАНЫ

Несмотря на, казалось бы, надежный контроль за возникновением нефтегазопроявлений в процессе бурения скважин, этот вид осложнений является наиболее опасным; на его ликвидацию затрачивается много времени и материальных средств.

Под открытым фонтаном понимают неуправляемое истечение пластовых флюидов через устье скважины в результате отсутствия, разрушения, негерметичности запорного оборудования или вследствие грифообразования [71, 77, 80, 83, 222, 279, 360, 372].

Открытые фонтаны относятся к наиболее тяжелым авариям и часто приобретают характер стихийных бедствий. При этом существенно осложняется деятельность буровых и газодобывающих предприятий, а также прилегающих к району аварий объектов промышленности, транспорта, сельского хозяйства, населенных пунктов.

Наиболее тяжелый вид аварий, связанный с газопрооявлениями, – открытые фонтаны и грифоны. По виду выбрасываемого флюида фонтаны можно подразделить на нефтяные, газовые и водяные. Часто в процессе открытого фонтанирования скважины выбрасывают смесь флюидов. В таких случаях фонтаны именуются по характеристике компонентов выбрасываемых смесей – водонефтяные, газонефтяные и т.д.

Известны случаи, когда в процессе фонтанирования скважин изменяется состав выбрасываемых флюидов, например, газоводяной фонтан переходит в газовый или нефтяной и т.д.



7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

По интенсивности открытые фонтаны условно можно разделить на нефтяные – с большим дебитом нефти (1500–2000 т/сут и более), газонефтяные – с содержанием газа более 50 % и нефти менее 50 %, газовые – с содержанием газа 95–100 %.

По мощности (дебиту) газовые и газонефтяные фонтаны также условно подразделяют на слабые – с дебитом газа до 500 тыс. м³/сут, средние – с дебитом газа от 500 тыс. до 1 млн. м³/сут, мощные – 1 млн. м³/сут и более. Принято считать, что 1 т нефти эквивалентна 1000 м³ газа.

При пожарах газонефтяных фонтанов вся нефть, как правило, сгорает в воздухе, а при пожарах нефтяных фонтанов часть нефти, разливаясь, продолжает гореть на поверхности земли.

Дебит фонтана и наличие в нем нефти ориентировочно можно определить по следующим признакам. Газовый фонтан горит ярким светло-желтым пламенем, высота пламени слабого фонтана колеблется в пределах 40–50 м, среднего – 50–70 м, мощного (с дебитом от 1 млн. до 3 млн. м³/сут) – 70–90 м; при этом фонтанирование сопровождается сильным шумом (ревом). Газонефтяной фонтан горит оранжевым пламенем, временами появляется черный дым; высота пламени несколько больше, чем у газовых фонтанов. Нефтяной фонтан горит оранжевым пламенем с выделением большого количества черного дыма.

Помимо визуального метода, дебит фонтана можно определить по геологическим данным (пластовое давление, размеры скважины). По степени сложности ремонтных работ при ликвидации открытого фонтанирования фонтаны можно разделить на две группы: неосложненные и осложненные. К неосложненным относятся все категории открытых фонтанов, у которых имеется база для ликвидации фонтана: неповрежденная обсадная колонна, колонный фланец и спущенные в скважину трубы (бурильные или насосно-компрессорные). Осложненные фонтаны не имеют базы для ликвидации.

Анализ причин возникновения фонтанов свидетельствует, что подавляющее их большинство – результат нарушения технологии проводки скважин, отступления от требований геолого-технического наряда, недостаточной квалификации исполнителей работ, незнания ими правил предупреждения фонтанирования и установления признаков начала проявления пласта и т.д.

При несоответствии оборудования устья скважины давлению, возникающим при герметизации устья противовыбросовыми устройствами, или при низком качестве монтажа превенторов и манифольдов борьба с фонтанным проявлением пласта становится невозможной, возникает открытое фонтанирование.

В процессе вскрытия и разбуривания пластов основными причинами возникновения фонтанов считаются следующие:

- 1) несвоевременная подкачка бурового раствора в скважину во время подъема колонны бурильных труб;
- 2) поглощение бурового раствора с падением его уровня в скважине в результате вскрытия трещиноватых пластов или гидроразрыва пород;
- 3) вскрытие пластов с аномально высокими давлениями, не учтенными геолого-техническим нарядом;
- 4) нарушение правил установки нефтяных и водяных ванн для освождения прихваченного бурильного инструмента или обсадной колонны;
- 5) слом обратного клапана при спуске обсадной колонны в результате ее недолива буровым раствором;
- 6) насыщение газом бурового раствора по всему объему, циркулирующему в скважине.

Как видно, основная причина, обуславливающая возможность фонтанного проявления пласта, – снижение гидростатического давления, создаваемого буровым раствором, заполняющим скважину.

В зависимости от депрессии на пласт и времени ее действия возможны следующие проявления: образование газированных пачек, “кипение” и “движение” (перелив) бурового раствора, выброс и фонтан. Если три первых вида газонефтепроявлений можно предупредить или ликвидировать, по-

высив плотность всего объема или части бурового раствора (дегазация, утяжеление), то фонтаны заглушить сложно.

Открытые фонтаны возникают в следующих случаях:

при неисправном противовыбросовом оборудовании или его отсутствии;

при некачественном монтаже противовыбросового оборудования и мани-фольда;

если давление на устье при закрытии превенторов превышает проч-ность обсадной колонны;

при несвоевременном закрытии противовыбросового оборудования, когда часто выходят из строя резиновые элементы превенторов;

при некачественном цементировании (возникновении каналов) обсад-ных колонн, на которых установлено противовыбросовое оборудование, что приводит к прорыву газа за ними при герметизации устья во время вы-бросов.

Эффективность ликвидации возникающих фонтанов зависит от пра-вильности выбранного плана работ, четкого и быстрого его осуществления.

Все открытые фонтаны по условиям их ликвидации подразделяются на две группы.

I. На фонтанирующей скважине имеется база для установки герме-тизирующих устройств. Ликвидацию таких фонтанов ведут по следующей схеме: с устьевой обвязки снимают все пришедшие в негодность части; на узле обвязки, выбранной в качестве базы, устанавливают герметизирующее устройство либо проводят прямую задавку (в некоторых случаях устанавли-вают лубрикатор), либо спускают под давлением в скважину трубы и через них задавливают фонтан.

II. На фонтанирующей скважине нет базы для установки гермети-зирующих устройств или обсадная колонна негерметична. Такие фонтаны ликвидируют различными методами: 1) созданием воронки депрессии в при-забойной зоне фонтанирующей скважины при интенсивном отборе газа че-рез наклонные скважины; 2) подземным взрывом большой мощности в на-клонной скважине, который создает условия для ликвидации каналов движе-ния пластовых флюидов; 3) созданием дополнительных сопротивлений дви-жению газа в пласте или в стволе фонтанирующей скважины.

Для первого метода требуются высокая точность проводки наклонной скважины и знание положения в пространстве забоя фонтанирующей сква-жины. Метод ликвидации мощных фонтанов подземными взрывами в СНГ апробирован и иногда применяется.

Метод ликвидации открытых фонтанов герметизацией устья скважины с последующим задавливанием жидкости основан на создании превышения в ней забойного давления над пластовым путем закачки в нее жидкости после герметизации устья. Применяется он только в том случае, когда в скважину спущена и надежно зацементирована обсадная колонна. В противном случае после герметизации устья могут произойти прорывы газа за колонну и воз-никнуть грифоны.

При наличии на устье скважины выбрасываемого флюида устанавлива-ют запорные устройства (задвижки, превенторы), герметизируют устье и в скважину закачивают под давлением жидкость.

Предварительно (при необходимости) с колонного фланца фонтаниру-ющей скважины удаляют разъеденное или поврежденное противовыбросовое оборудование, а если невозможен доступ к устью, — его сбивают снарядом. Пламя гасят мощной струей воды или взрывом.

Если на устье установлен фланец или повреждена колонна, а дебиты небольшие, то ликвидировать фонтан можно после установки специального запорного приспособления.



7.2. ПРИМЕРЫ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ГНВП

Известно, что успешность результатов по глушению скважин зависит от следующих факторов:

- времени обнаружения проявления;

- выбора способа глушения;

- значений таких показателей, как забойное давление, плотность бурового раствора, подача буровых насосов, давление в бурильных трубах и допустимое давление в обсадной колонне. Все указанные показатели используют для расчетов в соответствии с “Методикой по глушению скважин при ГНВП” (1978 г.). Однако в этой методике и других инструктивных материалах нет достаточно обоснованных рекомендаций по глушению скважины при нахождении бурильной колонны значительно выше забоя или при необходимости поднятия ее во время проявления.

Приведенные ниже примеры ликвидации ГНВП показывают, что прежде всего необходимо выполнить подготовительные операции. В 1982 г. ГНВП в ПО “Краснодарнефтегаз” произошли в восьми скважинах.

Проявление на разведочной скв. 11 Кошехабльской началось во время разбуривания пласта на глубине 5500 м. Причиной проявления оказалась ошибка в определении значения пластового давления. Предполагалось, что оно на этой глубине составляет 107 МПа. Прямые измерения пластового давления на глубине 5500 м ранее не проводились. Ошибка эта обусловлена недостатками существующих методов прогнозирования пластовых давлений. В интервале 5497–5500 м бурили с промывкой раствором плотностью 2,08 г/см³ при подаче насоса 14 л/с. Таким образом, забойное давление в процессе бурения составило 116,4 МПа.

При бурении сначала было зафиксировано повышение механической скорости проходки в 2 раза, а через некоторое время отмечено увеличение объема бурового раствора в приемной емкости на 1 м³.

Для предупреждения прихвата бурильной колонны в открытом стволе решено было поднять ее в башмак 194-мм потайной колонны на глубину 4940 м. Во время подъема бурильной колонны, который продолжался 1 ч 20 мин, в приемные мерники поступило 12 м³ бурового раствора, а с учетом объема поднятых труб общее поступление пластового флюида в ствол скважины составило 14,4 м³. Таким образом, пластовый флюид в скважину поступал с высокой интенсивностью (257 м³/сут). После герметизации устья вследствие неправильного определения значения забойного давления было допущено дополнительное поступление в скважину пластового флюида. Общее увеличение объема раствора в приемных емкостях составило 16 м³. Поэтому вымывание пластового флюида временно прекратили и скважину закрыли. Давление в обсадной колонне в течение 1 ч 15 мин возросло от 12 до 31 МПа.

Рост давления происходил не только за счет всплытия газа при герме-

тизированном устье, но и восстановления забойного давления до пластового. Однако оценить с необходимой точностью значение пластового давления оказалось невозможно, так как не удалось снять показания манометра в бурильных трубах.

Если предположить, что для глушения скважины необходимо было поддерживать забойное давление равным 120 МПа, что эквивалентно плотности бурового раствора 2,18 г/см³, то давление в бурильных трубах должно быть не менее 2 МПа при подаче насоса 10 л/с и 20 МПа при подаче 14 л/с.

Было сделано пять попыток заглушить скважину. Однако глушение скважины приходилось прекращать из-за выхода из строя регулируемых дросселей, разрыва трубы на рабочем выкиде у батареи задвижек, пропусков в универсальном и плашечном превенторах. Неполладки в противовыбросовом оборудовании происходили при давлении на устье 35–38 МПа. Из-за указанных неполадок не удавалось постоянно поддерживать забойное давление выше пластового. Это приводило к периодическому поступлению в скважину пластового флюида. При глушении давление в бурильных трубах поддерживалось равным расчетному. Давление в затрубном пространстве доходило до 38 МПа. При первой попытке для глушения использовали раствор плотностью 2,20–2,26 г/см³. Была вымыта порция газа объемом примерно 2 м³. Во время последней попытки чистый газ выходил в течение 1,5 ч, что соответствовало его поступлению 10 м³ с забойными условиями $p_{\text{заб}} = 12$ МПа.

Скважину удалось заглушить за счет прокачивания 145 м³ бурового раствора плотностью 2,16–2,20 г/см³.

Дальнейшие работы на скважине были связаны со спуском долота и проработкой ее ствола до забоя, вымыванием порций газированного бурового раствора, сменой превенторов. Бурение скважины было продолжено.

Проявление на скв. 11 Кузнецовская началось во время подъема бурильной колонны. Однако поступление газа в данную скважину ожидалось. Рекомендация: приток флюида во время бурения не должен превышать 2 м³, а во время спускоподъемных операций – 1 м³.

Так как на данной площади пластовое давление в отложениях подсолевой юры не замеряли, то ошибка в оценке его значения была вполне возможной, и проявление, очевидно, было обусловлено этой ошибкой и, кроме того, уменьшением забойного давления за счет снижения уровня раствора в затрубном пространстве, а также воздействием отрицательной составляющей гидродинамического давления при подъеме колонны труб.

По проекту предлагаемый продуктивный пласт должны были вскрывать с промывкой раствором плотностью 1,80 г/см³, но на глубине 4653 м произошло поглощение 9 м³ раствора с падением его уровня. В связи с этим плотность бурового раствора была снижена до 1,65 г/см³.

Проявление пласта было обнаружено во время подъема бурильной колонны, когда долото находилось на глубине 335 м. Забой скважины достиг 4680 м. В скважину долили 1 м³ бурового раствора, причем на устье был отмечен слабый его перелив. От начала обнаружения проявления до герметизации устья скважины прошло 12 мин. Давление в затрубном пространстве составило 4,4 МПа.

Для эффективного глушения скважины необходимо было спустить колонну бурильных труб на максимально возможную глубину, поэтому приняли решение прокачать более плотный буровой раствор “на поглощение” с последующим спуском колонны труб. Попытка закачивания бурового раствора “на поглощение” через колонну бурильных труб с противодавлением в за-

трубном пространстве до 10–11 МПа была неудачной. Только при давлении 20,5 МПа в скважину закачали 28,5 м³ бурового раствора плотностью 2,15 г/см³ при подаче насоса 2,6 л/с. К концу этой операции давление снизилось до 18,5 МПа. В результате гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине стало выше пластового и колонна бурильных труб была спущена на глубину 3143 м. Устье скважины было герметизировано, и для вымывания пластового флюида в нее закачали буровой раствор плотностью 1,80 г/см³. При вымывании пластового флюида давление в колонне бурильных труб поддерживалось на уровне 6 МПа, а в затрубном пространстве достигало 9 МПа. После прокачивания 115 м³ бурового раствора, что соответствовало объему скважины до глубины спуска колонны бурильных труб, давление в обсадной колонне снизилось до нуля.

При дальнейшем спуске колонны бурильных труб на глубине 3615 и 3900 м из-за перелива раствора через трубы пришлось промыть скважину при герметизированном устье, направляя поток раствора через регулируемый дроссель. Забойное давление контролировали по давлению в бурильных трубах и по плотности бурового раствора, закачиваемого в скважину, что позволяло не допускать поступлений в ствол новых порций пластового флюида. При этом плотность бурового раствора постепенно снизили до 1,70 г/см³.

Во время промывки на глубине 4600 м при противодавлении в обсадной колонне $p_{из.к} = 0,6$ МПа началось поглощение раствора. Без противодавления в скважине не было поглощения и проявления. Дальнейшие работы по ликвидации газопроявления были связаны с регулированием плотности бурового раствора до 1,65 г/см³, после чего продолжали углубление скважины.

Успешная ликвидация газопроявления была обусловлена обнаружением поступления пластового флюида в скважину на ранней стадии, проведением необходимых технологических операций, при которых приток газа не превышал допустимого, глушением в условиях превышения забойным давлением пластового.

Рассмотрим открытые фонтаны на площади Прибрежная предприятия “Кубаньгазпром” (выполнено совместно с Г.А. Ереминым и В.Ф. Шипицей).

Обстоятельства фонтанирования скв. 20 Прибрежная

На скв. 20 Прибрежная после отбора керна в интервале 3145–3151 м был произведен подъем инструмента в башмак предыдущей колонны (2780 м) со скоростью 0,2 м/с с последующей остановкой в течение 5,6 ч. После спуска инструмента на забой скважину промыли с выходом забойной пачки на устье. Поскольку пластовый флюид в забойной пачке отсутствовал, начали подъем инструмента. Скорость подъема в открытом стволе составила 0,4 м/с (ранее 0,2 м/с).

После отвинчивания 79-й свечи (в скважине оставалось 356 м инструмента) появился передлив (сифон) раствора из бурильных труб. Подъем последующих четырех свечей также сопровождался сифоном. После подъема четвертой свечи (в скважине оставалось 271 м труб) было отмечено движение раствора из скважины. На инструмент был навинчен кран КШЦ, но закрыть его полностью не удалось, так как инструмент стал выталкиваться из скважины, поэтому закрыли превентор. Скважина начала работать через бурильные трубы. Примерно через 10 мин, после обнаружения перелива из

скважины произошло воспламенение газа. Время подъема четырех свечей с сифоном (т.е. от начала перелива бурового раствора из бурильных труб до начала перелива из скважин) – 30 мин. Общее время подъема до начала проявления – 5 ч. Средняя скорость всплытия пластового флюида – 9,3 м/мин.

Конструкция скважины: кондуктор 324 мм×1095 м; промежуточная колонна 245 мм×2470 м; потайная колонна 194 мм×(2249–2802) м; глубина забоя 3150 м; диаметр открытого ствола 165 м.

Проектное пластовое давление на забое 63,6 МПа; плотность бурового раствора – 2,13 г/см³; забойное давление – 67,1 МПа, репрессия – 3,5 МПа. Динамическая температура при циркуляции бурового раствора: 90 °С на забое; 65 °С на глубине; 63 °С на устье.

Причина поступления пластового флюида в скважину

Промывки скважины после окончания долбления и контрольного отстоя свидетельствовали об отсутствии поступления пластового флюида в скважину. Поэтому наиболее вероятной причиной движения флюида является подъем бурильного инструмента в открытом стволе с высокой скоростью (на такой скорости колонковый снаряд в скважине был поднят впервые).

Поступление в скважину сжатого газа

Экспериментальные исследования по всплытию воздуха в воде были проведены на учебной скв. 230 Левкинская в скважине следующей конструкции:

кондуктор 245 мм×1291 м, $H_{\text{ц}}$ – до устья;

колонна 194 мм с внутренним диаметром 172 мм и перфорационными отверстиями на глубине 1183 м, колонна заполнена водой;

бурильные трубы 102 мм с пакером на глубине 1182 м (трубы не центрированы).

В межколонное пространство 245×194 мм компрессором КПУ 16/250 нагнетался воздух. Подача воздуха в 194-мм колонну начиналась в момент снятия пакера и прекращалась с его установкой. Количество поступившего в колонну воздуха определялось по увеличению объема воды в циркуляционной системе за период времени между снятием и установкой пакера. Данные о последующем переливе воды из скважины приведены на рис. 7.1 и табл. 7.1.

Анализ экспериментальных данных показывает следующее: наиболее вероятно, что всплытие воздуха происходило по широкой части эксцентричного кольцевого сечения (рис. 7.2), имеющей максимальный гидравлический радиус с площадью сечения 0,0087 м² (полное сечение кольца $S_{\text{к}} = 0,015$ м²);

всплытие воздуха до критической глубины (равенство высот столбов газа и жидкости над ним определялось по расчету) характеризовалось показателями, указанными ниже;

Начальный объем воздуха $V_{\text{н}}$, м ³	2,1	3,5
Критическая глубина $H_{\text{кр}}$, м.....	475	560
Время вслытия, мин	54	42
Увеличение объема воздуха V_1 , м ³ ..	2,1	1,6
Мгновенный расход вытесняемой воды при критической глубине, л/с	4,0	4,2
Средняя скорость всплытия воздуха, м/мин	4,47	4,43
Гидравлические сопротивления при вытеснении воды.....	Очень незначительные	

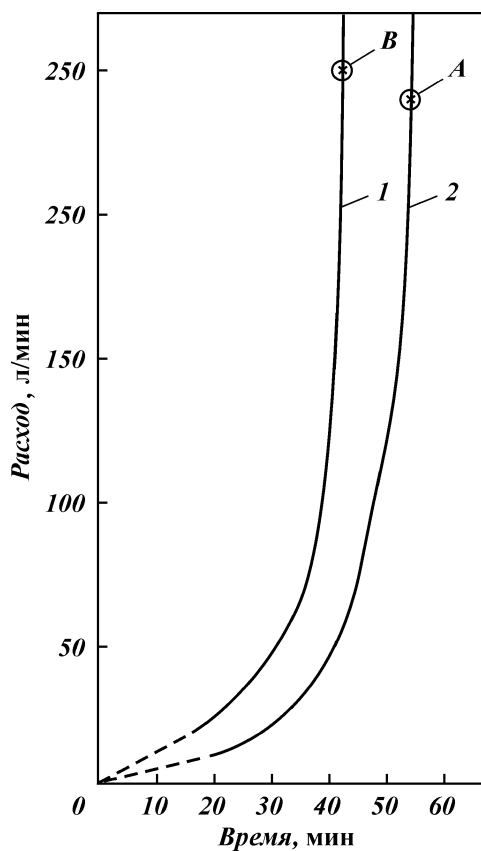


Рис. 7.1. Интенсивность вытеснения воды из скважины при всплытии воздуха:
1, 2 – начальный объем воздуха 2,1 и 3,5 м³;
A, B – критические глубины

Рис. 7.2. Сечение с максимумом гидравлического радиуса:

$$S_k = 0,015 \text{ м}^2; \quad \bar{r} = \frac{102}{172} = 0,59; \quad \delta_{\min} = 12,5 \text{ мм};$$

$$\bar{e} = \frac{2 \cdot 12,5}{172} = 0,14; \quad \bar{S} = 0,58; \quad S = 0,58 \cdot S_k = 0,0087 \text{ м}^2$$

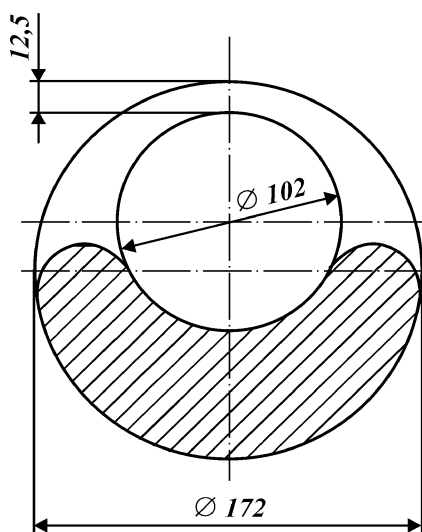


Таблица 7.1

Вытеснение воды воздухом при его всплытии до критической глубины

Интервал времени, мин	Вытеснение воды			Давление $= V_0 p / V$, МПа	Гидро- статическое давление столба воды, МПа	Высота столба, м		Гидравли- ческое сопротив- ление при вытесне- нии воды, МПа
	сред- ний рас- ход, л/мин	объем, м³				воз- духа	воды над возду- хом	
		порции	всего V					
$V_{\text{н}} = 2,1 \text{ м}^3; H_{\text{н}} = 241 \text{ м}; p_{\text{н}} = 0,1(1182-241) = 9,41 \text{ МПа}$								
0-20	5,5	0,110	0,110	8,94	8,94	254	894	$0,12 \cdot 10^{-4}$
20-25	13	0,065	0,175	8,69	8,69	261	869	$0,64 \cdot 10^{-4}$
25-30	18	0,090	0,265	8,36	8,36	272	836	$0,13 \cdot 10^{-3}$
30-35	25	0,125	0,390	7,94	7,94	286	794	$0,22 \cdot 10^{-3}$
35-40	37	0,185	0,575	7,39	7,39	307	739	$0,45 \cdot 10^{-3}$
40-45	60	0,300	0,875	6,64	6,64	342	664	$0,11 \cdot 10^{-2}$
45-49	95	0,380	1,255	5,89	5,89	386	589	$0,24 \cdot 10^{-2}$
49-50	120	0,120	1,375	5,69	5,69	399	569	$0,36 \cdot 10^{-2}$
50-54	181	0,724	2,099	4,71	4,71	483	471	$0,69 \cdot 10^{-2}$
54-55	275	0,275	2,374	4,42	4,42	514	442	$0,14 \cdot 10^{-1}$
55	300							
$V_{\text{н}} = 3,5 \text{ м}^3; H_{\text{н}} = 402 \text{ м}; p_{\text{н}} = 0,1(1182-402) = 7,80 \text{ МПа}$								
0-20	12	0,240	0,240	7,30	7,30	430	730	$0,46 \cdot 10^{-4}$
20-25	29	0,145	0,385	7,03	7,03	447	703	$0,26 \cdot 10^{-3}$
25-30	41	0,205	0,590	6,67	6,67	470	667	$0,50 \cdot 10^{-3}$

Продолжение табл. 7.1

Интервал времени, мин	Вытеснение воды			Давление $= V_0 p / V$, МПа	Гидро- статическое давление столба воды, МПа	Высота столба, м		Гидравли- ческое сопротив- ление при вытесне- нии воды, МПа
	сред- ний рас- ход л / мин	объем, м³				воз- духа	воды над возду- хом	
		порции	всего V					
30–35	58	0,290	0,880	6,23	6,23	503	623	$0,93 \cdot 10^{-3}$
35–40	87	0,435	1,315	6,03	6,03	520	603	$0,20 \cdot 10^{-2}$
40–42	153	0,306	1,621	5,65	5,65	555	565	$0,58 \cdot 10^{-2}$
42–43	240	0,240	1,861	5,38	5,38	583	538	$0,14 \cdot 10^{-1}$
43	300							

Таблица 7.2

Вытеснение воды воздухом после достижения критической глубины

Высота столба, м		Давление, МПа			Приращение объема воздуха, л	Расход при вы- теснении воды q_v , л / с	Время t , с
воздуха h_c	воды l_v	воздуха $p =$ $=p_0 V_0 / V$	гидроста- тическое столба воды	гидравли- ческое сопро- тивление			
$V_0 = 2,1 \text{ м}^3$							
475	475	47,5	4,75	0,0	0	0	0
480	470	47,005	4,70	0,0005	43,5	0,81	57,4
485	465	46,52	4,65	0,0020	“	1,64	26,5
490	460	46,05	4,60	0,0050	“	2,61	16,7
495	455	45,58	4,55	0,0080	“	3,31	13,1
500	450	45,125	4,50	0,0125	“	4,17	10,4
550	400	41,02	4,00	0,102	435	12,62	34,5
600	350	37,60	3,50	0,260	“	21,5	20,2
650	300	34,71	3,00	0,471	“	31,3	13,9
700	250	32,23	2,50	0,723	“	42,5	10,2
750	200	30,08	2,00	1,008	“	56,1	7,8
800	150	28,20	1,50	1,320	“	74,2	5,9
850	100	26,54	1,00	1,654	“	101,7	4,3
900	50	25,07	0,50	2,007	“	158,4	2,7
$V_0 = 3,5 \text{ м}^3$						Итого	221
560	560	56,0	5,60	0,0	0	0	0
570	550	55,02	5,50	0,002	87	1,51	57,6
580	540	54,07	5,40	0,007	87	2,85	30,5
590	530	53,15	5,30	0,015	87	4,21	20,7
600	520	52,27	5,20	0,027	87	5,70	15,3
650	470	48,25	4,70	0,125	435	12,89	33,7
700	420	44,80	4,20	0,280	435	20,4	21,3
750	370	41,81	3,70	0,481	435	28,5	15,3
800	320	39,20	3,20	0,720	435	37,5	11,6
850	270	36,89	2,70	0,989	435	47,8	9,1
900	220	34,84	2,20	1,284	435	60,4	7,2
950	170	33,01	1,70	1,601	435	76,7	5,7
1000	120	31,36	1,20	1,936	435	100,4	4,3
1050	70	29,87	0,70	2,287	435	143,9	3,0
1100	20	28,51	0,20	2,651	435	287,8	1,5
						Итого	236,8

После достижения воздухом критической глубины процесс вытеснения воды из скважины завершился в течение 2–3 мин (табл. 7.2). Судя по объему вытесненной воды процесс также происходил по каналу с площадью сечения $S_{\pi} = 0,0087 \text{ м}^2$, средний диаметр $d = \sqrt{\frac{0,0087}{0,875}} = 0,10$.

После “выброса” скважина заполнилась водой с замером долитых объемов. Ниже приведенные данные об объемах вытесненной и залитой воды свидетельствуют о хорошем соответствии друг другу (табл. 7.3).

Объем вытесненной из скважины воды соответствовал выражению $2H_{кр}S_{п}$. При отсутствии труб в скважине $S_{п}$ будет соответствовать полному сечению ствола.

Расчетные показатели процесса всплытия воздуха до критической глубины приведены в табл. 7.1, и после всплытия – в табл. 7.2; при этом было принято, что после достижения глубины $H_{кр}$ всплытие воздуха не происходит (а только расширение). С учетом всплытия процесс еще более скоротечен.

Расчет гидравлических сопротивлений (см. табл. 7.1) и расхода воды (см. табл. 7.2) производился по формуле Дарси – Фейсбаха

$$r_2 = 82,6\lambda\rho l \frac{q^2}{d^5}, \quad (7.1)$$

которая при $\lambda = 0,025$, $\rho = 1,00$ г/см³, $d = 10$ см имеет вид

$$q = 250\sqrt{l_{гидр}/l}. \quad (7.2)$$

Сведения о проведении подобных экспериментов с буровыми растворами высокой плотности в печати не публиковались. Но можно предполагать, что скорость всплытия воздуха в воде и в утяжеленных растворах из-за высокой консистенции последних не будут существенно различаться.

В зависимости от объема поступившего в скважину газа, последствия для скважины определяются тем, создается ли в процессе выброса депрессия на пласт или нет.

Учитывая, что объем раствора, вытесняемый из скважины, определяется удвоенной критической глубиной, минимальная величина объема газа $V_{кр}$ (критическое значение), при котором давление в скважине становится равным пластовому, находится как

$$(H_{пл} - 2H_{кр})\rho_{б.р} = 10 p_{пл},$$

$$H_{кр} = 0,5 \left(H_{пл} - \frac{10p_{пл}}{\rho_{б.р}} \right),$$

$$V_{кр} = H_{кр}S_{п}.$$

Тогда для скв. 20 Прибрежная имеем $H_{кр} = 82$ м, $V_{кр} = 82 \cdot 0,038 = 3,12$ м³ при $p = 17,5$ кгс/см² = 1,75 МПа. Свойства газа: относительная плотность по воздуху 0,7; критическое давление $p_{кр} = 4,7$ кгс/см² = 4,7 МПа; критическая температура $T_{кр} = 218$ К.

Расчетные значения $V_{мин}$ в зависимости от глубины нахождения газа в скв. 20 Прибрежная приведены в табл. 7.4. Расчеты выполнены по формуле

Таблица 7.3

Вытесненный из скважины объем воды, м ³				Залитый в скважину объем, м ³
V_n при впуске воздуха $H_{кр}$	V_1 при всплытии до глубины $H_{кр}$	после глубины $H_{кр}$ (по расчету)	Всего	
2,1	2,1	4,1	8,3	8,2
3,5	1,6	4,9	10,0	10,7

Таблица 7.4

Изменение объема газа $V_{кр}$ в скв. 20 Прибрежная

Глубина верхней границы газа, м	Температура, К	Приведенная температура $T/T_{кр}$	Гидростатическое давление на газ столба бурового раствора		z	Сжатый газ		Давление на забой МПа	
			МПа	приведенное $p/p_{кр}$		Объем, м ³	Высота столба, м	до выброса	после выброса
3144	363	1,67	67,0	14,3	1,38	0,12	6	67,0	—
1000	338	1,55	21,3	4,5	0,80	0,21	5	67,0	—
750	337	1,55	16,0	3,4	0,79	0,28	7	66,9	---
500	336	1,54	10,7	2,3	0,82	0,43	11	66,9	--
375	336	1,54	8,0	1,7	0,85	0,59	16	66,8	
175	336	1,54	3,7	0,8	0,92	1,39	37	66,3	—
82	336	1,54	1,75	0,4	0,98	3,12	82	65,3	63,6

$$pV = z mRT. \quad (7.3)$$

Из табл. 7.4 видно, что значения $V_{кр}$ малы и только при нахождении газа на глубине 375 м разница объемов достигнет $0,59 - 0,12 = 0,47 \text{ м}^3 \approx 0,5 \text{ м}^3$, при которой согласно п. 2.14.10 “Правил безопасности” подъем труб должен быть немедленно прекращен.

При наличии в скважине колонны бурильных труб до начала выброса вытеснение раствора из скважины за счет всплытия и расширения газа может происходить только по кольцевому пространству. Это обусловлено следующими факторами:

уровень раствора в бурильных трубах минимум на 1,5 м (0,032 МПа) выше уровня в скважине;

гидравлические сопротивления в бурильных трубах, использовавшихся на скв. 20 Прибрежная, даже без колонкового снаряда в 83 раза превышали сопротивления в кольце.

При равенстве плотностей раствора в трубах и кольце, перелив из труб возможен лишь тогда, когда гидравлические сопротивления в кольце превысят 0,032 МПа.

Поступление в скважину нефти с большим газовым фактором или сжиженного газа

Характеристика нефти: объем $0,05 \text{ м}^3$; газовый фактор $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$; давление насыщения $8,0 \text{ МПа}$.

Глубина, на которой гидростатическое давление в скважине соответствует давлению насыщения

$$H = 10 \cdot 80 / 2,13 = 375 \text{ м}.$$

Ниже глубины 375 м газ будет находиться в растворенном состоянии. При этом изменение объема пластового флюида зависит от термобарических условий в скважине:

от температуры

$$V_t = V_0(1 + \alpha t); \quad (7.4)$$

от давления

$$V_p = V_0(1 + \beta p), \quad (7.5)$$

где α и t – соответственно температурный коэффициент объемного расширения и изменение температуры в °С (для бензина $-0,00124$); β и p – соответственно коэффициент сжимаемости жидкости и изменение давления (для легких нефтей с большим содержанием растворенного газа до $50 \cdot 10^{-5} \text{ см}^2/\text{кг}$).

Расчеты показывают, что при перемещении нефти с глубины 3150 м до 375 м ее объем увеличится всего в 1,25 раза и составит $0,063 \text{ м}^3$.

При глубине выше 375 м из нефти начинает выделяться растворенный газ, который подчиняется закону (7.3).

Для атмосферных условий имеем: $p = 0,1 \text{ МПа}$, $T = 293 \text{ К}$, $z = 1,03$; объем газа из 64 л нефти 320 м^3 .

Для глубины 375 м: $p = 8,0 \text{ МПа}$, $T = 336 \text{ К}$, $z = 0,65$, объем газа – $3,8 \text{ м}^3$.

С началом дегазации нефти и появления свободного газа (при давлении $8,0 \text{ МПа}$ потенциальный объем $3,8 \text{ м}^3$) начнется вытеснение бурового раствора из скважины.

Пока газ полностью не выделится из нефти, его давление остается постоянным за счет сопротивления бурового раствора, расположенного над газом, вытеснению из скважины. При дегазации нефти давление газа p_g нач-

Таблица 7.5

Вытеснение бурового раствора из скважины диаметром 220 мм газом

Высота столба, м		Объем газа, м^3		Причина увеличения объема газа	Вытеснение бурового раствора		Давление, МПа		Депрессия на пласт, МПа	Скорость, м/с
газа	бурового раствора над газом	порции	всего		расход, л/с	время, с	газа P_g	на пласт		
0	375	0	0	Нет	–	–	–	671	–	–
5	370	0,10	0,19	Выделение	52	3,7	8,0	“	–	0,14
10	365	0,19	0,38	из нефти	72	2,6	“	“	–	0,19
				То же	102	3,7	“	“	–	0,27
20	355	0,38	0,76	“	126	3,0	“	“	–	–
30	345	“	1,14	“	147	2,6	“	“	–	0,39
40	335	“	1,52	“	167	2,3	“	“	–	0,44
50	325	“	1,90	“	185	2,1	“	“	–	0,49
60	315	“	2,28	“	203	1,9	“	“	–	–
70	305	“	2,66	“	221	1,7	“	“	–	–
80	295	“	3,04	“	235	1,6	“	“	–	–
90	285	“	3,42	“	256	1,5	“	“	–	0,67
100	275	“	3,80	“	202	3,8	6,67	657	–	0,53
120	255	0,76	4,56	Расширение	159	4,8	5,71	648	–	–
140	235	“	5,32	“	128	5,9	5,00	641	–	–
160	215	“	6,08	“	111	6,8	4,44	635	0,1	–
180	195	“	6,84	“	114	6,7	4,00	631	0,5	0,30
200	175	“	7,60	“	135	5,6	3,64	627	0,9	–
220	155	“	8,36	“	163	4,5	3,33	624	1,2	–
240	135	“	9,12	“	214	3,6	3,08	622	1,4	0,56
260	115	“	9,88	“	272	2,8	2,86	620	1,6	–
280	95	“	10,64	“	346	2,2	2,67	618	1,8	–
300	75	“	11,40	“	450	1,7	2,50	616	2,0	1,18
320	55	“	12,16	“	620	1,2	2,35	614	2,2	–
340	35	“	12,92	“	1031	0,7	2,22	613	2,3	2,71
360	15	“	13,68	“	1031	0,6	0,10	592	4,4	2,71
375	0	0,57	14,25	“	1031	0,6	0,10	592	4,4	2,71

нет снижаться в соответствии с законом (7.3) в связи с увеличением объема газа:

$$p_{\text{г}} = p_{\text{ст}} + p_{\text{гидр}}, \quad (7.6)$$

где $p_{\text{ст}}$ и $p_{\text{гидр}}$ – соответственно гидростатическое давление и гидравлическое сопротивление столба бурового раствора над газом,

$$p_{\text{ст}} = 0,1\rho_{\text{р}}l_{\text{р}};$$

$\rho_{\text{р}}$ и $l_{\text{р}}$ – соответственно плотность (г/см^3) и высота столба (м) бурового раствора над газом.

Гидравлические сопротивления $p_{\text{гидр}}$ столба раствора $l_{\text{р}}$ могут быть определены по формуле Дарси – Фейсбаха (7.1).

При $\lambda = 0,035$, $d = 22$ см и $\rho_{\text{р}} = 2,13$ г/см^3 , подставив значения $p_{\text{ст}}$ и $p_{\text{гидр}}$ в формулу (7.6) и решая относительно расхода $q_{\text{р}}$, имеем

$$q_{\text{р}} = 916 \sqrt{\frac{p_{\text{г}}}{l_{\text{р}}} - 0,213}. \quad (7.7)$$

При дегазации нефти $p_{\text{г}} = 8,0$ МПа, а расширение газа $p_{\text{г}}$ определяется по формуле (7.3) в зависимости от увеличения объема газа.

Расчеты, выполненные по формуле (7.6), представлены в табл. 7.5.

Расчеты показывают, что критический объем для нефти с $\Gamma_{\text{ф}} = 5000$ $\text{м}^3/\text{м}^3$ составляет всего 15 л.

Из таблицы видно, что в рассмотренном случае процесс вытеснения бурового раствора из скважины выделяющимся из нефти газом скоротечен (чуть более 1 мин), после чего в скважине возникает депрессия на пласт примерно 4,4 МПа, что обуславливает начало фонтанирования скважины с дебитом 85 л/с (если этому соответствуют добывные способности пласта). При таком дебите скважина опорожнится в течение 18 мин.

Газовыделения из поднимаемого керна

При подъеме инструмента после отвинчивания 48 свечей (в скважине находилось 393 м труб) перелив из инструмента отсутствовал. После отвинчивания 79 свечей (357 м) перелив появился. При подъеме следующих четырех свечей темп перелива усиливался.

Движение раствора из кольцевого пространства было замечено вахтой и зафиксировано станцией технологического контроля только после подъема четырех свечей от начала перелива из бурильных труб (т.е. через 30 мин).

Как указывалось в предыдущем разделе, при источнике повышенного давления, находящемся ниже долота, проявления должны были бы начаться через кольцевое пространство, если бы не было керна с пластовым флюидом.

Предположим, что с забоя взят следующий керн: диаметр – 5 см; длина – 3 м; пористость – 20 %; пластовый флюид – нефть с газовым фактором 5000. Объем пор (пластового флюида) 1,26 л, объем газа при атмосферных условиях 6,4 м^3 , а при давлении насыщения – 0,076 м^3 . Внутренний диаметр бурильного инструмента (УБТ) 6,4 см.

При подъеме керна на глубину 375 м из него начнет выделяться газ. С учетом длины керна гидростатическое давление столба бурового раствора на его верхнем конце будет меньше, чем на нижнем, поэтому выделяющийся газ

будет распространяться в бурильный инструмент, обуславливая перелив бурового раствора из бурильных труб.

Для данного случая формула (7.5) будет иметь вид

$$q = 41,8 \sqrt{\frac{p_r}{l_p} - 0,213}. \quad (7.8)$$

Расчеты, произведенные по формулам (7.8) и (7.3), представлены в табл. 7.6.

Из табл. 7.6 видно, что при положении керна на глубине 375 м (подъем керна не производится) и отсутствии сопротивления истечению газа из керна, полное выделение газа из нефти происходит за 23 с, причем из бурильных труб вытесняется 82 л бурового раствора. Дальнейшее вытеснение раствора будет происходить за счет расширения газа при его всплытии.

При подъеме инструмента вследствие снижения гидростатического давления (каждая свеча – 0,79 МПа) процесс интенсифицируется вплоть до полного выброса раствора из бурильных труб.

Расчеты показывают, что при увеличении содержания в керне растворенного газа в 4 раза выделяющийся газ способен в течение 2 мин выбросить буровой раствор из бурильного инструмента длиной 375 м полностью, что обусловит снижение уровня раствора в скважине (в нашем случае) на 43 м, если долив ее не осуществляется. Однако это не приведет к созданию депрессии на пласт и его возбуждению.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Перелив раствора из бурильных труб, который отмечался при подъеме выше глубины 383 м, был обусловлен выделением газа из керна.

При большем объеме газ мог полностью выбросить буровой раствор из инструмента, но это не было бы достаточным фактором для создания депрессии на пласт.

Указанный перелив свидетельствует о том, что керн отобран из отложений, содержащих нефть с большим газовым фактором или сжиженный газ.

2. Причиной газового выброса могло быть поступление в скважину во время подъема инструмента, проводившегося в открытом стволе с высокой

Таблица 7.6

Вытеснение бурового раствора газом из бурильного инструмента диаметром 6,4 см

Высота столба, м		Объем газа, л		Причина увеличения объема газа	Давление газа p_r , МПа	Вытеснение раствора из скважины	
газа	бурового раствора над газом	порции	всего			Расход л/с	Время, с
0	375	0	0	Нет	–	–	–
5	370	16	16	Выделение из нефти	8,0	2,4	6,7
10	365	16	32	То же	8,0	3,3	4,8
20	355	32	64	“	8,0	4,6	7,0
24	351	12	76	“	8,0	5,1	2,4
26	349	6	82	Расширение	7,4	0	2,0
И т о г о							22,9

скоростью, как свободного газа объемом 150 л, так и пластовой нефти с высоким газовым фактором или сжиженного газа (достаточно более 15 л).

Однако в первом случае бригада должна была обнаружить наличие газа в скважине заранее и могла принять меры по предупреждению выброса.

3. С учетом появления “сифона” при подъеме инструмента начиная с глубины 383 м наиболее вероятно, что причиной выброса было поступление нефти с высоким газовым фактором из отложений, вскрытых при последнем долблении.

4. Процессы выделения из нефти газа и выброса находящегося сверху бурового раствора крайне быстротечны (1–2 мин), после чего на пласт создается депрессия более 4,0 МПа.

5. Обнаружить в скважине наличие таких малых объемов пластового флюида до начала его проявления не представляется возможным.

6. Время всплытия нефти (сжиженного газа) до глубины давления насыщения составило 5 ч.

7. При вскрытии скважиной отложений, содержащих нефть с большим газовым фактором (сжиженный газ), необходимо:

промывку скважины во всех случаях производить через одну емкость при непрерывном контроле со стороны буровой вахты и станции ГТК;

подъем труб производить с той же скоростью (не более), как и при подъеме для контрольного отстоя;

при появлении перелива из бурильных труб во время подъема керна промыть скважину при закрытом превенторе;

при остановках процесса подъема бурильного инструмента с отвлечением членов вахты с буровой необходимо установить ведущую трубу и закрыть превентор.

После вскрытия напорных пластов при подъеме инструмента производить контрольные остановки на 10 мин, для наблюдения за состоянием кольцевого пространства скважины (первая – через 4 ч после начала подъема, последующие – через каждые 30 мин).

На примере глушения скв. 2 Озерная ПО “Дагнефть” можно четко определить причины возникновения проявления, а также трудности, возникшие при глушении только в процессе проведения данной операции.

Причиной ГНВП в скв. 2 Озерная из отложений верхнего майкопа явился межпластовый переток газа и нефти (из юрских отложений в верхнемайкопские) в аварийной скв. 1 Озерная.

Проявление в скв. 2 Озерная было обнаружено при бурении в интервале 1157–1161 м по резкому возрастанию механической скорости проходки (более чем в 2 раза) и последующему увеличению объема раствора в мерниках. После остановки насосов, подача которых составляла 70 л/с, довольно длительное время движение бурового раствора в скважине и по желобам не наблюдалось. Так как ГНВП ожидалось, то под ведущей трубой был установлен шаровой кран, а бурильная колонна была поднята на длину рабочей трубы и устье герметизировано плашечным превентором.

При попытке расхаживания бурильной колонны при открытом устье из скважины происходил устойчивый перелив раствора. Устье скважины вновь герметизировали. Трудности с ликвидацией ГНВП были обусловлены отсутствием каких-либо данных о текущем значении пластового давления, а также отсутствием на буровой утяжелителя и эффективной системы утяжеления и обработки бурового раствора, поскольку утяжеление его должно быть начато с глубины 4400 м. Утяжелитель доставлялся с баз, находящихся на расстоя-

нии более 120 км от буровой. В определении текущего значения пластового давления возникали затруднения не только по причинам методического порядка, но также из-за отсутствия на буровой манометров с требуемыми пределами измерений. При последующих попытках глушения трудности в определении пластового давления, а следовательно, в выборе плотности бурового раствора возросли из-за наличия газа в трубах и затрубном пространстве и поглощения бурового раствора песчанистыми пропластками верхнемайкопских отложений.

После нескольких безуспешных попыток заглушить скважину было принято решение ликвидировать ГНВП закачкой раствора плотностью 1,53–1,57 г/см³, а затем (при необходимости) большей плотности, значение которой определялось бы по избыточному давлению в трубах и затрубном пространстве.

Подача насосов, начальное и конечное давление в трубах определялись в соответствии с методикой глушения скважин при газонефтеводопроявлениях. Подача насосов составляла 16 л/с, а давление в трубах должно было находиться в пределах 4–5 МПа. Значение этого давления поддерживалось с помощью регулируемого дросселя. Во время глушения из скважины выходили порции газированного раствора, чередующиеся с выбросом газовых пузырей объемом 1–2 м³. При выходе газового пузыря сепаратор не отделял газ от раствора, и вся газожидкостная смесь выбрасывалась через газовый отвод сепаратора, что, несомненно, затрудняло работы по глушению. Давление в затрубном пространстве контролировалось по допустимому значению, которое не должно было превышать давления гидравлического разрыва пород.

Итак, в процессе глушения контролировали давление в трубах и затрубном пространстве, плотность бурового раствора, закачиваемого и выходящего в скважины, объем закачиваемой и выходящей из скважины жидкости.

Поглощение раствора по изменению объема закачиваемого и выходящего из скважины бурового раствора было замечено только после того, как разность составила более 15 м³. В связи с поглощением полный цикл циркуляции был осуществлен после прокачивания 95 м³ бурового раствора вместо 82 м³. После прекращения закачивания скважина была закрыта, и избыточное давление в бурильных трубах стало равным 2,5 МПа, а в затрубном пространстве – 2,2 МПа.

Для окончательного глушения скважины решено было использовать буровой раствор плотностью 1,70 г/см³. Так как скважина на первом этапе глушения поглощала раствор меньшей плотности, то для снижения интенсивности поглощения закачали 5 м³ бентонитовой пасты плотностью 1,40–1,50 г/см³ с вязкостью “не течет”. При подходе бентонитовой пасты к долоту дальнейшее закачивание раствора вели при повышенном давлении в затрубном пространстве в целях задавливания пласты в трещины в поглощающих пропластках верхнемайкопских отложений. Затем циркуляцию остановили на 1 ч для загущения пасты в трещинах пласта. После этого продолжили глушение, регулируя с помощью дросселя давление в трубах.

В конце прокачивания бурового раствора плотностью 1,70 г/см³ была отмечена частичная потеря циркуляции. После прекращения закачивания давление и в трубах, и в затрубном пространстве было нулевым, а движение раствора из скважины не наблюдалось.

Дальнейшие работы были связаны с освобождением прихваченной колонны бурильных труб и обработкой бурового раствора.

Скв. 196 Шуртан. После окончания бурения и опрессовки 178/168-мм эксплуатационной колонны, спущенной на глубину 3030 м и зацементированной до устья, приступили к ее перфорации. Всего было проперфорировано 162 м по 24 отверстия на 1 м. Плотность бурового раствора после перфорации выравнивали промывкой через спущенные бурильные трубы в течение 18 ч (плотность раствора 1,26 г/см³ согласно проекту). Градиент пластового давления на месторождении составлял 0,012 МПа/м. При спуске пакера фирмы “Бекер” с наружным диаметром 139 мм произошел обрыв лифтовых труб под элеватором и падение на забой всей компоновки. В качестве лифтовых применяли 114-мм обсадные трубы с резьбой закругленного профиля. Высота падения составила 1250 м.

Не загерметизировав устья и не проверив уровня раствора в скважине после падения компоновки, бурильщик пошел сообщить о случившемся буровому мастеру. Члены вахты также покинули буровую. Через несколько минут газ самовоспламенился. От момента обрыва труб до начала открытого фонтанирования прошло 40 мин.

Причина проявления: снижение противодавления на пласт вследствие поглощения бурового раствора в пласт при падении полноразмерной компоновки за забой.

Скв. 8 Балкуш. После достижения проектной глубины 2850 м в скважину была спущена до забоя 168-мм эксплуатационная колонна и зацементирована до устья. Колонна вместе с колонной головкой опрессована воздухом под давлением 30 МПа и признана герметичной. После окончания испытания первого объекта через 89-мм НКТ скважину задавили буровым раствором плотностью 1,26 г/см³, промыли и выравнивали параметры раствора по всему стволу. Для установки разделительного моста закачали расчетный объем цементного раствора в НКТ, но продавить его в затрубное пространство не смогли, так как цемент схватился преждевременно, приступили к подъему НКТ из скважины. Из-за отсутствия людей работу проводили в одну смену, подъем длился 3 сут.

В течение этого времени контроля за доливом раствора в скважину не было, плотность доливаемой промывочной жидкости не определялась. К концу третьих суток оставалось поднять 300 м НКТ, заполненных схватившимся цементным раствором. Бурового раствора к этому моменту на буровой уже не было, его необходимо было приготовить. Бригада установила планшайбу, закрепила ее двумя шпильками на колонной головке, завинтив гайки от руки, и ушла в поселок на отдых. Через несколько часов дежуривший на скважине сторож заметил сильную течь бурового раствора между фланцами планшайбы и колонной головки. Буровой раствор был выброшен, струей газа разбело шпильки и планшайба вместе с НКТ была выброшена из скважины. Скважина фонтанировала с дебитом около 4 млн. м³/сут.

Скв. 6 Варьеганская. Промежуточная колонна диаметром 219-мм спущена на глубину 1890 м и зацементирована до устья. Устье скважины оборудовано превенторной установкой ОП2Г-230×320. При бурении интервала 1890–2059 м плотность бурового раствора постепенно снижалась за счет добавки воды и достигла 1,1 г/см³ вместо проектной 1,2 г/см³. Во время подъема съемной грунтоноски вышла из строя лебедка, которую ремонтировали 3 ч. Отремонтировать лебедку не удалось, поэтому обрубили кабель и приступили к подъему бурильного инструмента. Во время подъема наблюдался “сифон” и периодический перелив раствора из бурильных труб. Несмотря на это, периодически доливали раствор буровым насосом через шланг непо-

средственно в затрубное пространство без контроля объема долитого раствора. Промежуточные промывки не проводили. После подъема 1700 м труб верховой рабочий заметил интенсивный поток бурового раствора по желобам. Навинтить обратный клапан бригада не смогла и, не закрыв превентора, покинула буровую. Через 10 мин на скважине началось открытое фонтанирование.

Скв. 1 Яшлар. Поисковая скв. 1 была заложена с целью поиска нефти и газа в регионально газоносном районе с проектной глубиной 3600 м. После спуска на глубину 1880 м промежуточной 245-мм колонны бурили скважину с использованием бурового раствора плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$. По данным электрометрических работ, вскрытые на глубине 3400 м песчаники (проектный горизонт) являлись водонасыщенными. Несмотря на отрицательное заключение геофизиков о непродуктивности горизонта, решили добурить скважину до проектной глубины. При бурении в интервале 3590–3595 м резко возросла механическая скорость проходки (до 20–30 м/ч). Пробурив эти 5 м, углубление прекратили. Через 20 мин при остановленных насосах обратили внимание на перелив раствора из скважины, который быстро усиливался. Закрыли превенторы и начали промывать скважину с противодавлением. Газопроявление ликвидировали, только увеличив плотность бурового раствора до $1,68\text{--}1,7 \text{ г/см}^3$. Из-за сильного разгазирования бурового раствора в затрубном пространстве ствол скважины в интервале 2000–3595 м обвалился, инструмент оказался прихваченным.

Скв. 51 Вуктыл. После спуска 245-мм промежуточной колонны на глубину 4450 м и цементировании ее до устья скважину бурили при плотности бурового раствора $1,24\text{--}1,27 \text{ г/см}^3$ до глубины 4630 м. В результате вскрытия продуктивных горизонтов с повышенным (по сравнению с проектным значением) градиентом пластового давления буровой раствор с глубины 4630 м пришлось утяжелить до $1,34 \text{ г/см}^3$. В интервале бурения 4630–5660 м наблюдались частые случаи разгазирования бурового раствора как в процессе бурения, так и сразу же после спуска инструмента до забоя. К ним привыкли и периодически спускали инструмент с промежуточными промывками и дегазацией раствора. В очередной раз с целью дегазации раствора инструмент был поднят в башмак 245-мм обсадной колонны.

После восстановления параметров бурового раствора до проектных величин по приказу бурового мастера с обычной скоростью спустили трубы до забоя без промежуточных промывок. Через 20 мин после начала промывки на устье появился разгазированный раствор плотностью ниже 1 г/см^3 . Газопроявление начали ликвидировать закачкой утяжеленного (плотностью до $1,38 \text{ г/см}^3$) бурового раствора с противодавлением на штуцере до 10 МПа. В процессе ликвидации проявления из-за плохой вентиляции помещения насосного блока отсепарированный газ взорвался, насосный блок сгорел. После окончания ремонта насосов промывку скважины продолжили, газопроявление было ликвидировано.

Скв. 44 Песчаноозерская. Скважина с проектной глубиной 1800 м забурена для определения фактических коллекторских свойств продуктивного пласта с применением известково-битумного раствора (ИБР). После спуска и цементировании 245-мм промежуточной колонны на глубину 790 м устье скважины оборудовали двумя плашечными превенторами ППГ-280×35 и опрессовали с обсадной колонной при проектном давлении 8 МПа. Глинистый раствор в колонне был заменен на ИБР, приготовленный на базе нефти из соседней скважины. Нефть легкая с газовым фактором до $800 \text{ м}^3/\text{т}$. Плот-

ность ИБР после приготовления составила $1,05 \text{ г/см}^3$, доутяжелить его до проектной величины $1,13 \text{ г/см}^3$ не смогли из-за отсутствия барита в районе работ.

Так как градиент пластового давления на месторождении колебался от $0,0098$ до $0,01 \text{ МПа/м}$, решили углублять скважину при имеющейся плотности ИБР. При забое 1120 м приступили к подъему инструмента для смены долота. К этому времени были вскрыты два проектных, возможно газовых, горизонта в интервалах $1020\text{--}1040$ и $1110\text{--}1120 \text{ м}$. После подъема 25 свечей долили скважину буровым насосом через шланг в заколонное пространство и продолжали подъем. Соответствие долитого объема раствора поднятому металлу не проверялось.

После подъема четырех свечей заметили перелив раствора из скважины, но продолжили подъем. Подняв еще две свечи, обратили внимание, что объем раствора в приемных емкостях увеличился более чем на 10 м^3 и раствор переливается через край емкости. Приостановили подъем, навинтили ведущую трубу и включили насосы для промывки скважины. Уровень раствора поднялся выше ротора. Через несколько минут газ, скопившийся под полом обшитого досками вышечного блока, взорвался от искры в коллекторе электродвигателя. От момента обнаружения перелива раствора из скважины до момента взрыва прошло $30\text{--}40 \text{ мин}$. Скважина пульсировала чистым газом еще приблизительно 40 мин , затем начала переливать пластовой водой. Потушив пожар, закрыли ручную превентор и заглушили скважину.

Скв. 147 Песчано-Уметская. Промежуточная 245-мм колонна была спущена на глубину 870 м и зацементирована до устья. Сразу из-под башмака колонны и до глубины 1110 м бурили роторным способом с промывкой буровым раствором плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$ с кордовым волокном для ликвидации частичного поглощения. Градиент давления составлял $0,0098 \text{ МПа/м}$. При глубине забоя 1110 м подняли инструмент для смены долота. Число утяжеленных бурильных труб было недостаточным для создания оптимальной нагрузки на долото при роторном способе бурения. Бурильщик опробовал турбобур на устье и спустил инструмент до глубины 760 м без долива, не контролируя вытесненный объем раствора.

Буровой раствор не был очищен от кордового волокна, сетку при опробовании турбобура под ведущей трубой не ставили. Турбобур оказался забитым. Так как близился конец смены, вахта приступила к ремонту бурового насоса. Другая вахта, не подходя к устью, приступила к продолжению ремонтных работ. Через $2,5 \text{ ч}$ скважина начала фонтанировать газом с раствором.

За время простоя под создавшимся давлением пробка из кордового волокна в турбобуре разрушилась, раствор перетек из затрубного пространства внутрь бурильных труб, уровень понизился и газ поступил в ствол скважины. Буровая вахта закрыла ПУГ, но навинтить обратный клапан на бурильные трубы не смогла. Как только в струе стало больше газа, чем раствора, бригада покинула буровую. В дальнейшем скважина была задавлена водой.

Скв. 52 Банка Жданова. Промежуточная $245/219\text{-мм}$ обсадная колонна была спущена на глубину 3360 м и зацементирована до устья. Дальнейшее бурение осуществляли при плотности бурового раствора $1,92 \text{ г/см}^2$. При глубине забоя 3550 м после спуска бурового инструмента вымыли забойную пачку плотностью $1,6 \text{ г/см}^3$ и начали бурить с одновременным утяжелением раствора до плотности $1,97 \text{ г/см}^3$. В процессе бурения интервала $3550\text{--}3570 \text{ м}$ дважды прекращали углубление для дегазации и обработки раствора.

При забое 3570 м из скважины выходил раствор плотностью 1,82–1,85 г/см³. Приподняли ведущую трубу над ротором, закрыли плащечный превентор, открыв предварительно задвижку на линии дросселирования, и всей вахтой ушли в блок приготовления раствора для доутяжеления бурового раствора в запасных емкостях до 2 г/см³. Все это время буровой раствор свободно вытекал из скважины через линию дросселирования, так как задвижки и штуцер были открыты. Поток постоянно увеличивался, через 6 ч из-за повышения давления разорвали линию дросселирования между крестовиной и штуцером. Буровая бригада заглушила дизели и, не закрыв КШЦ под ведущей трубой, покинула платформу. Через 1 сут вследствие повышения давления газа разорвало буровой шланг, газ самовоспламенился. Еще через несколько суток произошел обвал стенок и газ продолжал фонтанировать только через бурильные трубы.

Скв. 5 Горностаевка. Промежуточная 245-мм колонна была спущена на глубину 3450 м и зацементирована до устья. До глубины 1650 м скважину бурили при плотности бурового раствора от 1,75 до 2,17 г/см³ вместо предусмотренной проектом 1,9 г/см³. С глубины 4650 м в результате частых дегазаций забойных пачек бурового раствора последнюю доутяжелили до плотности 2,23 г/см³ и продолжили бурение до отметки 4700 м. Поддерживать параметры бурового раствора в нормальных пределах из-за высокой забойной температуры (более 180 °С) стало очень трудно и решили спустить 140-мм эксплуатационную колонну. При спуске первой секции колонны на глубине 3900 м произошел ее прихват без потери циркуляции. Колонну зацементировали цементом УШЦ-2 при плотности раствора 2,30 г/см³.

Рецептура цементного раствора была подобрана для температуры 180 °С с концом схватывания 7 ч. Фактически колонна зацементирована в температурном диапазоне ствола скважины 135–95 °С. Устье скважины на период ОЗЦ не загерметизировали. Через 24 ч развинтили бурильные трубы в лево-правом переводнике и подняли их. Бригада занялась ремонтом оборудования, долив скважину раствором до устья. Только через 5 ч заметили перелив раствора из скважины, когда емкости оказались полными и раствор переливался через край. Пока решали, что делать, высота струи достигла 10–15 м, весь цементный раствор был выброшен из скважины в полужидком состоянии. Скважина фонтанировала чистым газом около 8 ч, затем фонтан прекратился. Как оказалось впоследствии, 245-мм колонна была смята с глубины 1500 м.

Цементный раствор, приготовленный аналогично закачанному в скважину и выдержанный в консистометре при температуре 130 °С в течение 5 сут, не схватился, а разделился на твердую и жидкую фазы.

Скв. 62 Песчаноозерская. Промежуточная 245-мм колонна была спущена на глубину 550 м и зацементирована до устья. На глубину 1750 м была спущена 146-мм эксплуатационная колонна и зацементирована тампонажным раствором плотностью 1,55 г/см³ из цемента ОЦГ. Конец схватывания был подобран замедлителем для температуры на забое 45 °С и составлял около 10 ч. В интервале 0–250 м расположены многолетнемерзлые породы. Градиент пластового давления составлял 0,0098–0,01 МПа/м. Температура продажной жидкости в процессе цементирования не превышала 5 °С. Скважину оставили на ОЗЦ без наблюдения. Через 2 сут демонтировали превенторы и приступили к обвязке устья скважины колонной головкой. Уровень раствора на устье не прослеживался. Работа велась одной вахтой. На третьи сутки, приехав на буровую, бригада увидела, что скважина фонтанирует через за-

колонное пространство водой с газом. Высота струи составляла 5–6 м. Как оказалось в дальнейшем, скважина работала с глубины 720–1500 м. Выходящей струей цементный раствор в гелеобразном состоянии был вымыт из интервала 0–800 м.

Скв. 37 Тенгиз. Во время бурения (забой 4580 м башмак 245-мм колонны на глубине 4500 м) началось поглощение раствора плотностью 2,01 г/см³. Согласно плану ликвидации возможных аварий после подъема в башмак следовало проводить все последующие операции по ликвидации поглощения. Вместо этого, долив скважину водой до устья и не получив циркуляции при очередной попытке ее восстановить, по указанию технического руководства УБР продолжили подъем. В момент, когда долото находилось на глубине 3600 м, дальнейший подъем стал невозможен из-за перелива раствора одновременно по трубному и затрубному пространству. С мостков взяли трубу с навинченным на нее шаровым краном (КШ). Навинтить трубу не удалось – струей выбрасывало ее из муфты – КШ оказался закрытым. Трубу опустили на мостки, расхледили и открыли КШ, снова подняли и навинтили, затратив на эти операции 20 мин. Раствор из труб уже пошел такой струей, что на роторе невозможно было устоять. После спуска трубы КШ закрыть не удалось. Закрыв плащечный превентор, вахта покинула буровую. Скважина выбросила раствор через бурильные трубы и перешла на фонтанирование нефтью с газом.

Устье скважины после спуска 245-мм колонны было оборудовано кроме плащечных еще и превентором со срезными плашками, который после опробования и предъявления комиссии отключили таким образом, что не смогли задействовать, когда в этом возникла необходимость. От начала поглощения до перехода скважины на открытое фонтанирование прошло 10 ч.

Скв. 321 Карачаганак. О возможных поглощениях раствора при бурении по продуктивным горизонтам было известно как бригаде, так и техническому руководству всех уровней.

Вахта продолжала бурение в интервале 5013–5017 м при постоянном снижении уровня в приемных емкостях. За 3 ч работы уровень раствора понизился от 10 до 50 % объема, а через 5 ч приемные емкости были опорожнены полностью. Только после прекращения движения раствора по желобам вахта обнаружила отсутствие раствора в приемных емкостях. Приступили к подъему бурильного инструмента в башмак (4483 м) промежуточной колонны. Из-за сильного перелива уже на свече подъем был остановлен, навинчена ведущая труба с шаровым краном, открыта коренная задвижка на линии дросселирования, закрыт универсальный превентор.

При давлении в затрубном пространстве 10–12 МПа появились пропуски жидкости на устье, при давлении 20 МПа под буровой раздались резкие хлопки, пропуски на устье усиливались. Не закрыв плащечный превентор, вахта по указанию мастера покинула буровую, спустя некоторое время универсальный превентор самопроизвольно открылся, газопроявление перешло в открытый фонтан.

Контроль за поступлением пластового флюида в бурящуюся скважину

ГНВП, обнаруженные при спуске колонны труб, чаще всего начинаются при предшествующем подъеме колонны труб. Объем поступающего флюида в этих случаях невелик – всего 2–4 м³, и обнаружить приток при существую-

ших средствах контроля не всегда удастся. Уместно заметить, что вот уже в течение нескольких десятилетий доля (%) ГНВП, возникающих в процессе проведения спускоподъемных операций, не снижается, а в отдельные периоды даже возрастает. Таким образом, возникновение ГНВП обусловлено не только нарушением в отдельных случаях технологии, но и ее несовершенством, а также недостаточной изученностью причин снижения забойного давления до значений менее пластового.

Разработка мер по предупреждению и контролю за ГНВП во время спускоподъемных операций сводится к недопущению указанного снижения забойного давления, выбору средств долива бурового раствора в скважину, контролю за уровнем жидкости в затрубном пространстве, измерению разности между объемом бурового раствора, доливаемого при подъеме колонны и вытесненного при ее спуске, и объемом металла труб при подъеме и спуске.

Снижение забойного давления при подъеме буровой колонны обусловлено влиянием нескольких факторов.

Временное опорожнение скважины при подъеме труб происходит, когда долив в нее осуществляется периодически: после подъема одной или нескольких свечей. В этом случае максимально допустимое число свечей буровых труб, поднимаемых из скважины без долива, определяется по формуле

$$n_6 = \frac{D - d_n}{d_n - d_{вн}} \frac{\Delta h_6}{h_1}, \quad (7.9)$$

где D , d_n и $d_{вн}$ – диаметр соответственно скважины, наружный и внутренний колонны буровых труб, м; Δh_6 – предельная безопасная глубина опорожнения затрубного пространства, м,

$$\Delta h_6 = l_{пл} \left[1 - \frac{1}{m - (m_1 - 1)} \right]; \quad (7.10)$$

h_1 – длина свечи, м; $l_{пл}$ – глубина залегания пласта с наибольшим градиентом пластового давления, приходящегося на открытую часть ствола скважины, м; m – коэффициент, учитывающий превышение гидростатическим давлением столба бурового раствора пластового при заполненной скважине (значение коэффициента регламентируется “Едиными техническими правилами ведения работ при бурении скважин”); m_1 – коэффициент, учитывающий безопасное превышение над гидростатическим давлением пластового во время подъема труб.

Глубина скважины, м	≤1200	≤2500	>2500
m_1	1,08	1,04	1,03

Следует учитывать, что число поднимаемых свечей без долива должно быть не более 5 при $\frac{D}{d_n} < 1,6$ и не более 10 при $\frac{D}{d_n} > 1,6$.

Объем бурового раствора для долива в скважину должен определяться из расчета объема поднимаемого металла и раствора на стенке труб. В настоящее время объемом наливаемого раствора пренебрегают. Кроме того, очень часто при отвинчивании очередной свечи часть бурового раствора, поднятая вместе с трубой, выливается на пол буровой. Разлив раствора, помимо ухудшения условий работы буровой бригады, затрудняет контролирова-

ние за поступлением пластового флюида в скважину. Поэтому для предупреждения разлива раствора рекомендуется перед каждым очередным подъемом закачивать в колонну труб порции более плотного раствора. Обычно закачивают в трубу 3–10 м³ бурового раствора с плотностью на 0,20–0,60 г/см³ большей, чем у раствора, используемого при бурении.

Налипший на наружную стенку труб буровой раствор удаляется обтирателями. Использование их не только повышает производственную культуру, но и исключает попадание в скважину воды, используемой для очистки труб. Пленка бурового раствора, налипшего на внутренние стенки бурильных труб, извлекаемых из скважины, может служить источником существенных ошибок в определении объема раствора, необходимого для долива, что, в свою очередь, может привести к ошибочному заключению об отсутствии ГНВП, в действительности уже начавшегося.

Задача об определении толщины жидкости, остающейся на поверхности стенок труб, решалась многими исследователями применительно к простым ньютоновским жидкостям.

Измерения, выполненные при спуске труб, показали, что объем вытесняемой жидкости превышает расчетный объем металла труб на 0,7–1 м³, но эти значения существенно ниже разности объемов при подъеме тех же труб. Различие обусловлено тем, что буровой раствор продолжает стекать по стенкам, когда трубы находятся на подсвечнике, а кроме того, часть жидкой фазы испаряется и на внутренней поверхности труб остается корка из высохшего бурового раствора, толщина которой достигает 2 мм.

В табл. 7.7 приведены данные об отнесенном к одной свече (длиной 37 м) объеме бурового раствора, остающегося на стенках бурильных труб. Эти данные могут быть использованы при уточнении объема раствора, необходимого для долива в скважину при подъеме труб.

Фактический объем закачанного в затрубное пространство бурового раствора обычно следует определять с помощью мерных емкостей.

В практике буровых работ наиболее широкое применение нашли емкости для долива, которые монтируются на одном уровне с полом буровой и служат для заполнения скважины самотеком (рис. 7.3).

Таблица 7.7

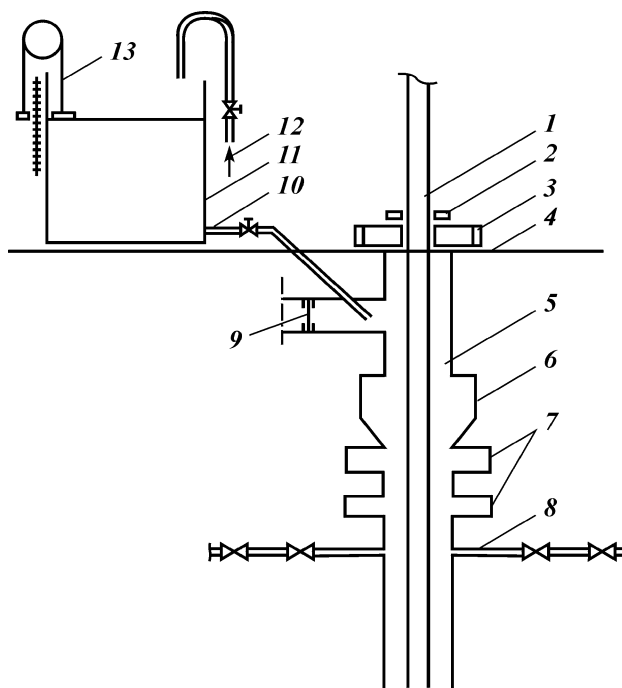
Объем раствора, остающегося в трубах

Диаметр труб, мм	ρ , г/см ³	n	K	Объем раствора, остающегося в трубах, м ³ , при скорости движения бурильной колонны, м/с						
				0,16	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
140	1,18	0,72	1,10	9,1	10,2	14,1	17,3	19,8	20,8	25,5
	1,60	0,75	1,76	11,3	12,6	18,0	22,9	25,6	27,7	29,7
	2,25	0,63	13,50	32,0	34,4	42,4	49,5	53,0	56,6	60,4
127	1,18	0,72	1,10	8,2	9,1	12,7	15,5	17,8	19,9	23,0
	1,60	0,75	1,76	10,2	11,4	16,1	20,6	23,1	25,0	27,1
	2,25	0,63	13,50	28,6	30,7	38,3	43,5	47,6	51,1	53,8
114	1,18	0,72	1,10	7,0	7,7	10,7	13,0	15,0	16,6	19,5
	1,60	0,75	1,76	8,6	9,6	13,6	17,6	19,6	21,3	22,8
	2,25	0,63	13,50	24,3	26,0	32,3	36,7	40,0	43,2	45,8
89	1,18	0,72	1,10	4,8	5,4	7,5	9,2	10,5	11,6	12,7
	1,60	0,75	1,75	6,0	6,8	9,6	12,5	13,9	15,2	16,2
	2,25	0,63	13,50	16,9	18,1	22,5	25,6	28,1	30,1	31,8

Примечание. Константы n и K характеризуют реологические свойства бурового раствора при использовании степенной модели течения.

Рис. 7.3. Схема долива скважины самотеком при подъеме бурильной колонны:

1 – бурильная труба; 2 – обтиратель; 3 – ротор; 4 – пол буровой; 5 – разъемный желоб; 6 – универсальный превентор; 7 – плашечные превенторы; 8 – манифольд; 9 – заслонка; 10 – линия долива; 11 – емкость-мерник; 12 – линия наполнения; 13 – индикатор уровня



Перед началом подъема колонны труб емкость заполняется с помощью бурового насоса. Так как в последнее время повсеместно используют обтиратель труб, то наблюдение за затрубным пространством стало затруднительным, и поэтому неизбежно переполнение скважины. Для предупреждения стока бурового раствора в приемную емкость в желобе у устья устанавливают заслонку. Однако эта система не может быть использована для измерения объема вытесняемого из скважины бурового раствора при спуске колонны труб.

За рубежом иногда используют мерники самоналивного типа, устанавливаемые на уровне выхода бурового раствора из кольцевого пространства. Уровень жидкости в кольцевом пространстве снижается по мере того, как уменьшается уровень жидкости в мернике. Наиболее частым осложнением является закупорка соединительных линий между кольцевым пространством скважины и мерником. При подъеме УБТ раствор не успевает стечь из мерника в затрубное пространство, что может привести к снижению уровня раствора в скважине ниже его безопасного значения.

На рис. 7.4. представлена схема долива раствора в скважину при подъеме труб и приема вытесняемой жидкости при их спуске. Емкость периодически пополняется буровым раствором. Благодаря центробежному насосу обеспечивается постоянное заполнение скважины раствором. Имеется возможность замерять объем доливаемого в затрубное пространство бурового раствора во время спускоподъемных операций. Сливная линия должна быть установлена с уклоном, обеспечивающим сток вытесняемого раствора с расходом до 4–5 л/с.

В практике указанная система применяется все более широко, но при этом в качестве мерника используется одна из приемных емкостей циркуля-

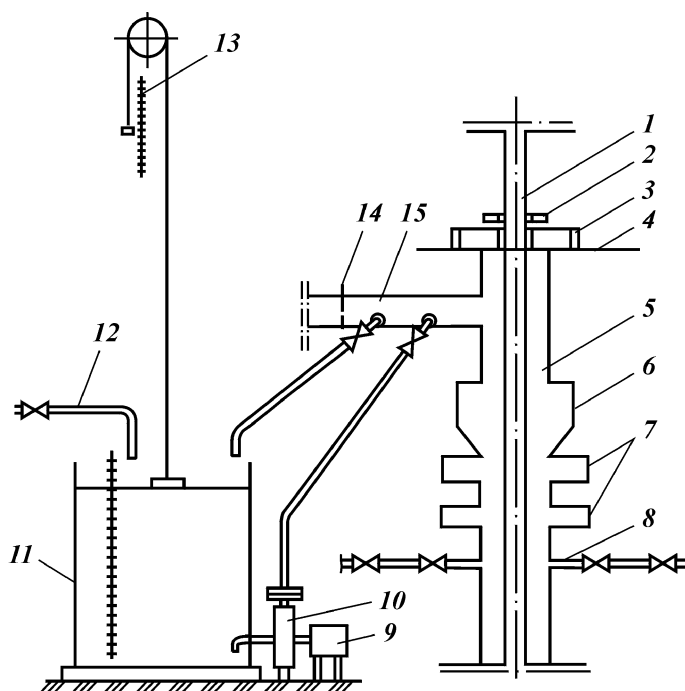


Рис. 7.4. Схема долива бурового раствора в скважину и контроля за его вытеснением:

1 – буровая труба; 2 – обтиратель; 3 – ротор; 4 – пол буровой; 5 – разъемный желоб; 6 – универсальный превентор; 7 – плашечный превентор; 8 – манифольд; 9 – электродвигатель; 10 – центробежный насос; 11 – емкость-мерник; 12 – линия заполнения; 13 – указатель уровня; 14 – заслонка; 15 – выкидная линия

ционной системы, расположенная ближе к устью. При рассмотренной схеме улучшается контроль за скважиной во время спускоподъемных операций.

Вместимость емкости для долива в скважину и приема вытесняемого бурового раствора должна быть не менее чем в 1,2 раза больше объема, который занимает буровая колонна в скважине. Геометрические размеры емкости должны быть такими, чтобы показания уровнемера измерялись не менее чем на два деления после подъема пяти свечей. Например, одно деление уровнемера соответствует 0,03 м. После подъема пяти свечей длиной по 37,5 м, состоящих из 114-мм буровых труб с толщиной стенок 10 мм, в скважину необходимо долить 0,72 м³ раствора. Следовательно, площадь горизонтального сечения емкости должна быть не более $0,72 : 0,06 = 12$ м². Если скважину бурят на глубину 4400 м, то объем, занимаемый 114-мм буровыми трубами, составит 16,9 м³. Вместимость емкости должна быть не менее 20 м³. Для обеспечения требуемой чувствительности к изменению объема бурового раствора приемную емкость обычно делят на два отсека. Для точного измерения объема бурового раствора нужно поддерживать чистоту стенок мерника.

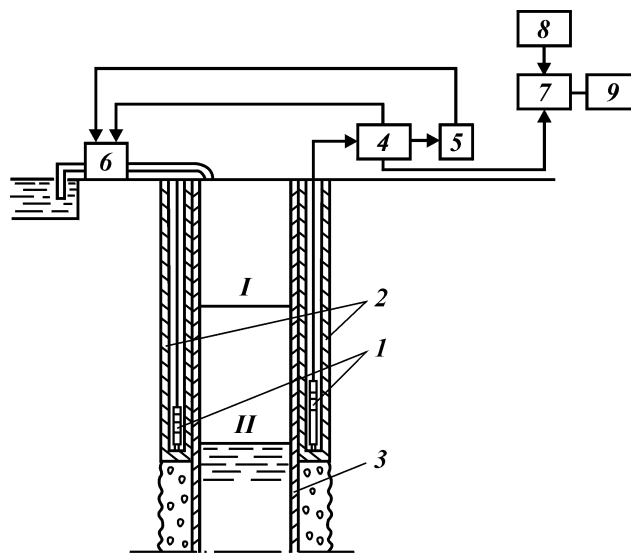
Предложено множество автоматических систем долива жидкости в скважину, в которых основное внимание уделяется средствам долива, приборам для контроля за уровнем жидкости в затрубном пространстве, дозированию объема доливаемого раствора.

Наиболее широко распространена в отрасли система автоматического поддержания уровня САД1П1ВЗ, разработанная СПКБ “Промавтоматика”. Долив в скважину прекращается, когда высота столба раствора над центром мембраны увеличивается на 250 мм.

Недостатком системы САД1П1ВЗ является отсутствие контроля за объемом доливаемой жидкости.

Рис. 7.5. Схема устройства для автоматического долива бурового раствора в скважину:

I и *II* – уровни бурового раствора; 1 – радиоизотопный индикатор уровня; 2 – трубка; 3 – кондуктор; 4 – блок обработки сигналов; 5 – реле времени; 6 – насос для долива бурового раствора; 7 – блок сравнения; 8 – счетчик числа поднятых свечей; 9 – блок сигнализации



Во избежание слива бурового раствора из отвинченной свечи (“сифон”) предложено контролировать уровень жидкости на 10–15 м выше устья. Аппаратура для контроля за уровнем жидкости (АКУ), разработанная Киевским ОКБ геофизического приборостроения, включает: регистратор потока тепловых нейтронов; источник быстрых нейтронов, который служит для передачи информации по кабелю к пульту управления; пульт управления, обеспечивающий питание приборов, обработку поступающей информации, включение устройства звуковой сигнализации и устройства для долива бурового раствора при снижении его уровня ниже требуемого.

Регистратор и камеру с источником быстрых нейтронов устанавливают во вспомогательных металлических трубках с внутренним диаметром не менее 60 мм и длиной до 30 м, укрепленных на противоположных сторонах кондуктора. Пульт управления размещается на буровой около поста бурильщика.

Функциональная схема аппаратуры для контроля за уровнем бурового раствора в скважине представлена на рис. 7.5.

Нейтронное реле срабатывает при снижении столба бурового раствора до уровня, определяемого глубиной размещения источника быстрых нейтронов. Если столб бурового раствора в скважине опускается ниже места установки этого источника и регистратора, то скорость счета на входе повышается и при достижении установленного порога срабатывания (минимальная – 10 с и максимальная – 100 с) подаются сигналы, управляющие звуковой сигнализацией (сирена) и доливом жидкости. При достижении буровым раствором глубины установки источника быстрых нейтронов и регистратора скорость счета уменьшается, что приводит к отключению сигнализации и системы долива.

Система долива бурового раствора в скважину ПО “Союзбургаз”, опытные образцы которой прошли испытания, предусматривает контроль за положением уровня, подобный описанному выше, и включает устройство для подачи жидкости из дозирочной емкости в скважину с помощью пневмосистемы. Дозировочная емкость имеет строго определенную вместимость, а

число доливов записывается на диаграмме индикатора веса бурильной колонны.

Системы долива бурового раствора в скважину АКУ и ПО “Союзбургаз” не обеспечивают контроля за разностью объемов долитой жидкости V_d и металла и жидкости $V_{мет}$, поднятых из скважины.

В обеих системах не предусмотрен контроль за объемом вытесняемой жидкости V_c из скважины при спуске труб, а также за разностью V_c и $V_{мет}$. Между тем известно, что начало проявления при спускоподъемных операциях обнаруживается по разности $(V_{мет} - V_d)$ или $(V_c - V_{мет})$.

Допустимая разность указанных объемов может быть определена для каждого вновь вскрываемого пласта, содержащего флюид, по формуле

$$V_{доп} = 0,25 \left(H + \frac{[p]}{\rho q} - \frac{p_{пл}}{\rho q} \right) \frac{[p] S}{\rho_{пл}}, \quad (7.11)$$

где H – глубина залегания пласта, м; $[p]$ – допустимое давление на устье закрытой скважины, Па; $p_{пл}$ – пластовое давление, Па; S – площадь поперечного сечения затрубного пространства скважины в устьевой части, м².

Если в результате расчета по формуле (7.11) окажется, что $V_{доп} > 1$ м³, то разность объемов долитого (вытесненного) бурового раствора и поднятого (спущенного) металла труб и жидкости следует ограничивать 1 м³, так как нет необходимости допускать поступление пластового флюида больше указанного объема. Вполне очевидно, что отсутствие учета объема жидкости, поднимаемой вместе с трубами, может привести к обнаружению проявления на более поздней стадии.

На скважинах месторождения Тенгиз в Казахстане и разведочных площадей Кузнецовской и Кошехабльской в Краснодарском крае, где опасность проявления особенно велика, контроль при спускоподъемных операциях осуществляется в соответствии с перечисленными мероприятиями: учитывается объем жидкости, налипшей на внутренней поверхности труб; устанавливается допустимая разность объемов $(V_{мет} - V_d)$ и $(V_c - V_{мет})$, которая не должна превышать 0,5 м³; раствор доливается в скважину с помощью бурового насоса из приемной емкости, оборудованной уровнемером; в эту же емкость поступает буровой раствор, вытесняемый из скважины при спуске труб. Так как часть раствора остается в желобной системе, его объем учитывается при определении общего объема доливаемого раствора.

При доливе скважины после подъема каждой пяти свечей объем раствора, остающегося в желобе, постоянен и не превышает 0,2–0,3 м³. При спуске труб полный слив жидкости в приемную емкость задерживается на 7–10 мин, и в желобной системе в это время находится 0,5–0,6 м³ бурового раствора.

При обнаружении разности объемов долитого (вытесненного) бурового раствора и поднятого (спущенного) металла труб и жидкости более 0,5 м³ принимают меры по вымыванию пластового флюида, поступившего в ствол скважины, что способствует проводке скважин без осложнений.

По данным Геологического управления США, в Мексиканском заливе в течение 8 лет произошло 46 выбросов, из которых 30 начались в процессе бурения. В 7 случаях ликвидации выбросов на каждый из них было затрачено около 21 сут, в остальных случаях – 1 сут. Вследствие выбросов при бурении разведочных скважин были потеряны две морские платформы общей стоимостью 18 млн. долл.

Несмотря на то, что достигнуты определенные успехи в совершенствовании технологии бурения, повышении качества буровых растворов, креплении скважин, применении надежного противовыбросового оборудования (ПБО) и обсадных труб, количество ГНВП в практике бурения еще достаточно велико.

Основная причина ГНВП – применение бурового раствора недостаточной плотности в связи с отсутствием достоверных данных о значениях пластового (порового) давления.

Причины возникновения ГНВП при подъеме буровой колонны следующие: снижение забойного давления за счет недолива раствора в скважину; действие отрицательной составляющей гидродинамического давления; уменьшение гидростатического давления вследствие эффектов фильтрации, контракции и седиментации.

ГНВП, возникающие при спуске колонны труб и промывке, свидетельствуют о недостаточной плотности бурового раствора, а их усиление – о неправильной технологии проведения промежуточных промывок.

Проявления при спускоподъемных операциях, переходящие в открытое фонтанирование, свидетельствуют прежде всего об отсутствии надежных средств контроля за скважиной и о нарушениях технологической дисциплины.

По отдельным производственным объединениям количество ГНВП связано со скважинами определенной глубины. Например, на скважины глубиной более 4000 м в ПО “Нижневожскнефть” приходилось 67 % случаев возникновения ГНВП от общего их количества, ПО “Грознефть” – 62 %, ПО “Краснодарнефтегаз” – 35 %, ПО “Укрнефть” – 83 %, а в ПО “Белоруснефть” 56 % случаев возникновения ГНВП отмечено на скважинах глубиной до 3500 м.

Следует отметить, что если проявления в глубоких скважинах опасны высоким давлением в процессе закрытия и глушения скважины, то опасность ГНВП в скважинах малой и средней глубины (до 2000 м) обусловлена быстрым развитием процесса и трудностями раннего обнаружения проявления.

Анализ распределения количества ГНВП в зависимости от плотности применяемого бурового раствора позволяет сделать вывод о том, что мнение о большой частоте и опасности проявлений в зонах АВПД недостаточно обосновано. Из общего количества случаев возникновения ГНВП 44,4 % отмечены при плотности бурового раствора менее 1,4 г/см³.

О состоянии технологической дисциплины и достоверности данных о пластовом давлении можно судить по степени увеличения плотности бурового раствора при глушении ГНВП.

В 32 случаях ГНВП из 90, что составляет 35,5 %, плотность бурового раствора либо не требовалось повышать, либо пришлось повысить только на 1,0 г/см³ и менее. Увеличить плотность на 0,2 г/см³ пришлось в 25 случаях ГНВП (27,7 %), а в остальных 33 случаях плотность раствора нужно было повысить на 0,3–0,4 г/см³ и более. Последнее можно объяснить неудовлетворительным прогнозированием пластового давления и неправильным выбором плотности бурового раствора.

Большинство скважин при ГНВП в основном глушили путем нерегулируемой промывки скважины и постепенного повышения плотности бурового раствора.

Во всех случаях, даже при малом повышении плотности бурового рас-

твор, расходовалось значительное количество утяжелителя и много времени затрачивалось на глушение. Это можно объяснить тем, что при глушении в большинстве случаев не соблюдалось условие равновесия между пластовым и забойным давлениями, в результате чего не выдерживались оптимальные параметры режима глушения и возникал дисбаланс давлений в системе скважина – пласт.

Причинами этого являлись следующие технологические нарушения:

значительные объемы притока флюидов в скважину из-за несвоевременного закрытия противовыбросового оборудования;

произвольный выбор расхода раствора и давления при глушении скважины;

неточное определение плотности бурового раствора для глушения скважины;

длительный простой скважины при закрытых превенторах;

преждевременное снижение давления через манифольд противовыбросового оборудования при росте его на устье;

произвольное снижение устьевого давления за счет выпуска из скважины части объема бурового раствора;

глушение скважины буровым раствором высокой плотности “на поглощение”.

При газопроявлениях из-за несвоевременного закрытия скважины и получения притока более допустимого при вымывании флюида давление на устье может достигнуть предельных значений, что приводит к гидравлическому разрыву пород и поглощению бурового раствора или к необходимости снижения давления через манифольд противовыбросового оборудования.

Несоблюдение расчетного давления циркуляции, обеспечивающего равновесие давления на забое, приводит к растягиванию процесса глушения на несколько циклов циркуляции за счет поступления дополнительных порций флюида.

Из большинства скважин своевременно не вымывается флюид после закрытия превентора, поэтому вследствие длительности простоя за счет всплытия газа давление на устье также растет до предельных значений. Например, на скв. 5 Саратовская ПО “Краснодарнефтегаз” давление на устье при простое возросло от 3,5 до 18,2 МПа за 4 ч, на скв. 7 Кошехабльская – от 12,5 до 28,0 МПа за 8 ч.

Подобные технологические нарушения, произошедшие при ГНВП, объясняются не только непониманием исполнителями особенностей проведения различных операций при глушении скважин, но и отсутствием руководящих документов в области предупреждения и ликвидации ГНВП.

Важность методов прогнозирования пластового давления и соответствие получаемых результатов фактическим данным, а также принятия мер по раннему обнаружению ГНВП можно рассмотреть на примере проявления, перешедшего в один из самых мощных газовых фонтанов. При бурении скв. Кузнецовская на глубине 4631 м 29 июля 1978 г. в 18 ч 32 мин было замечено резкое увеличение уровня раствора в приемных емкостях и объема бурового раствора, выходящего из скважины, а в 18 ч 45 мин, т.е. через 13 мин, скважина стала фонтанировать чистым газом. По оценке специалистов, интенсивность поступления газа составляла 8 млн. м³/сут, или 92 м³/с.

Первоначальный дебит скважины можно оценить по известной формуле Дюпюи

$$q = \frac{2\pi k_{\text{п}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{скв}}}},$$

где q – интенсивность поступления флюида, м³/сут; $k_{\text{п}}$ – проницаемость пласта, м²; h – эффективная толщина пласта, м; $p_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа; $p_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа; μ – вязкость газа (жидкости) в забойных условиях, Па·с; $R_{\text{к}}$ – радиус дренирования, м; $r_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м.

Положим, что $k_{\text{п}} = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м²; $h = 0,5$ м; $p_{\text{пл}} = 90$ МПа; $p_{\text{заб}} = 83$ МПа; $R_{\text{к}} = 200$ м; $r_{\text{скв}} = 0,107$ м; $\mu = 0,1 \cdot 10^{-2}$ Па·с

Определим начальный дебит:

$$q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,5 (90,0 - 83,0) \cdot 10^{-6}}{10^{-2} \cdot 0,1 \ln \frac{200}{0,107}} = 35,4 \cdot 10^{-1} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Поршневым насосом продолжали вести промывку с подачей 24 л/с. Таким образом, объем выходящего из скважины раствора с учетом притока флюидов увеличился до 60 л/с. Вахтовые рабочие заметили, что расход бурового раствора резко возрос, что обусловило быстрое заполнение приемных емкостей раствором. Бурильщик заметил по индикатору снижение веса бурильной колонны (ΔG), которое было обусловлено возрастающими гидравлическими потерями при движении потока раствора в затрубном пространстве (Е.И. Литвинова, В.А. Иванова).

По мере поступления газа в скважину возрастала депрессия на пласт и увеличивался объем выходящего раствора. При этом чем ближе к устью оказывался газ, тем более интенсивной становилась его подача. Если предположить, что расход раствора не изменялся и оставался равным 60 л/с, то раствор, находящийся в затрубном пространстве, был бы замещен газом в течение 32 мин. Однако расход увеличивался и перед окончательным вытеснением бурового раствора из скважины достигал 100–150 л/с. Следовательно, скважина могла полностью перейти на фонтанирование газом в течение 15–20 мин с начала проявления.

ГНВП опасны не только возможным переходом в открытые фонтаны, но и образованием грифонов (от фр. – изображение мифического чудовища – грифа).

Грифонообразование представляет собой весьма серьезное осложнение. Оно причиняет большой вред тем, что безвозвратно теряется много нефти, дагазируются пласты, часто пропадают скважины, вызвавшие появление грифона. Если грифоны возникают под основанием морской буровой, то создается реальная угроза обрушения основания.

В азербайджанской нефтяной промышленности грифонообразование имело место в начальный период разбуривания и разработки площадей Кала, Карачухур, Пута, Локбатан, Нефтечала и др. В настоящее время грифонообразование встречается при бурении скважин на месторождениях Нефтяные Камни, Песчаный-море, Кюровдаг и Мишовдаг. Образование грифонов при бурении скважин имеет место также и в других районах [347].

Прибалхашская депрессия (Прикаспийская низменность) имеет большое количество разломов и нарушений, связанных с формированием структур. Образование грифонов приурочено главным образом к тектоническим нарушениям [138]. Наиболее осложненным грифонами участком Прибалхаш-

ской депрессии является Челекен (рис. 7.6). В геологическом отношении он представляет собой складку, вскрытую на большом протяжении (около 10 км).

Характерной чертой тектоники Челекена является развитие дизъюнктивных нарушений, по своему масштабу не имеющих равных среди всех месторождений СНГ.

По данным бурения наблюдаются сбросы с альтитудами смещения, достигающими до 600 м, которые прослеживаются до подстилающих отложений.

Водяные и газовые пласты на Челекене имеют высокое давление (в ряде случаев превышающее в 1,5–2 раза значение гидростатического напора) и представляют собой источники газоводопроявления.

На Челекене имеется несколько “потухших” грязевых вулканов, сохранившихся в виде остатков сопочной брекчии в Дагаджике и в урочище Алигул, и два слабо действующих грязевых вулкана (оз. Западный и оз. Розовый Порсугель).

Корни грязевых вулканов уходят очень глубоко. Вулканы действовали в момент наиболее сильных тектонических импульсов.

Наряду с потухшими вулканами на Челекене периодически действует значительное количество грифонов, возникающих преимущественно недалеко от бурящихся скважин.

На образование грифонов значительно влияет грязевой вулканизм. Так, в районе потухшего грязевого вулкана Розовый Порсугель в 200 м от устья

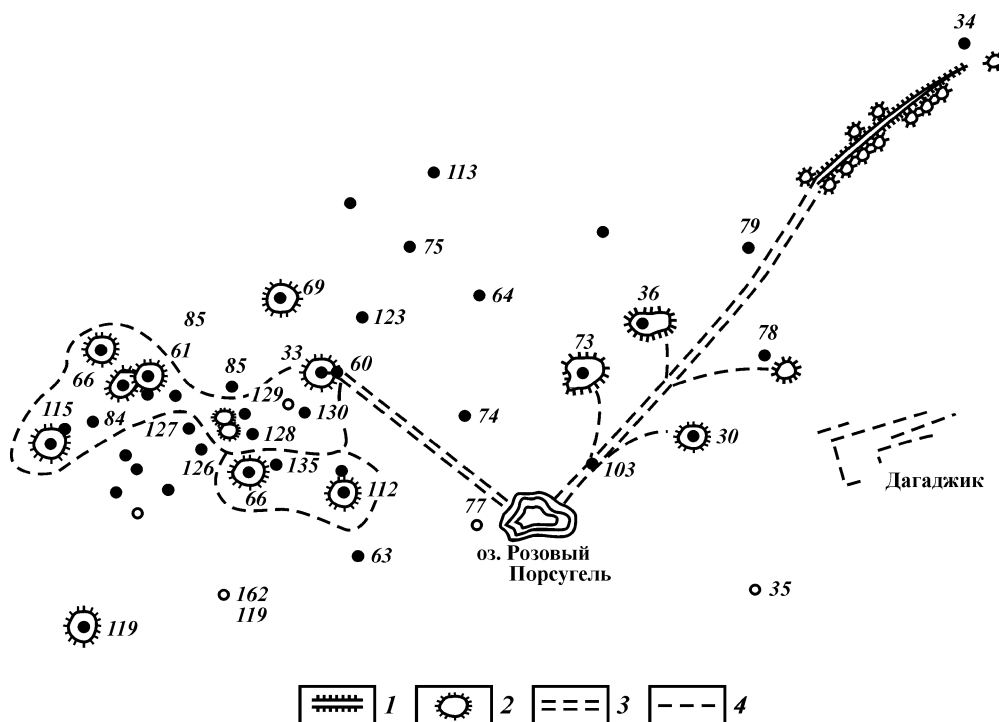


Рис. 7.6. Схема перемещения и концентрации грифонов:
1 – трещина; 2 – действие грифонов; 3 – линия связи одновременного действия грифонов; 4 – концентрация грифонов; цифры на рисунке – номера скважин

скв. 34 образовалась трещина протяженностью 850 м, вдоль которой начало действовать 11 грифонов, выделяя горячую минерализованную воду с дебитом от 6 до 700 м³/сут. Одновременно начал действовать вулкан Розовый Порсугель, выбрасывая грязь в воду в количестве 200–300 м³/сут. При этом из проявляющей скв. 33, работающей через выкид превентора, в течение 3 ч выбрасывалось большое количество грязи, по своему составу подобной грязи кратера Розовый Порсугель. Проявление грязевого вулкана с одновременным действием грифонов продолжалось около 7 сут (март 1955 г.).

Описанный случай одновременного действия грязевого вулкана и грифонов, расположенных на значительном расстоянии друг от друга, указывает на наличие системы сообщающихся между собой трещин.

Наряду с перемещением грифоны могут изменять интенсивность своего проявления. Это прежде всего объясняется количеством, поперечным сечением тектонических трещин, их связью с тем или иным источником давления (водоносный и газоносный горизонты). Чем больше сообщающихся источников давления и чем больше размеры и количество трещин, сообщающихся с поверхностью или со стволом скважины, тем больше причин для сильного проявления грифона.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин имелись случаи, когда при попытке задавливания мощного водоносного или газоносного горизонта (при закрытом устье) и при избыточном давлении вода и газ прорывались от буровой на значительное расстояние или появлялись в непосредственной близости от нее.

При закрытом устье или при наличии в скважине цементного стакана давление газа и воды через некоторый промежуток времени достигнет величины, равной пластовому давлению. В этом случае скопившийся флюид будет искать для себя выход. Выход флюида может осуществляться в затрубное пространство (если цементное кольцо имеет каналы) или в трещины, имеющиеся в пробуренном интервале. При этом противодействие на нижележащие пласты уменьшится, вследствие чего еще больше усилится работа напорных пластов.

Образование каналов для выхода флюида может происходить и в результате гидравлического разрыва слабосцементированных пластов. Такое явление может наблюдаться при наличии высокого искусственно созданного давления в скважине, способного разрушить вышележащие породы и образовывать дополнительные трещины или соединить систему разрозненных трещин в один канал для выхода флюида. Следовательно, наличие в геологическом разрезе высоконапорных пластов будет источником проявлений, а при соответствующих условиях и грифонообразования.

Характерным примером для высказанных положений может служить скв. 173, пробуренная на Дагаджикском участке Челекена. Здесь после цементирования колонны осложнений не наблюдалось. При дальнейшем бурении на глубинах 1518, 1263 и 1630 м отмечалось незначительное поглощение бурового раствора (20–25 м³/сут). На глубине 1657 м были проведены электрометрические работы, при этом параметры бурового раствора были следующими: плотность 1,88–1,98 г/см³; вязкость 78 с по СПВ-5. Затем произвели спуск инструмента с промывкой и утяжелением раствора, однако на глубине 620 м началось газопоявление, а затем произошел выброс раствора. Выходящий при этом глинистый раствор имел плотность 1,6–1,56 г/см³. При закрытом превенторе скважина фонтанировала через выкид грязной водой, нефтью и газом с общим дебитом около 5000–6000 м³/сут. Через некоторое

время на расстоянии 20 м от устья образовалось 17 грифонов, расположенных по линии тектонического нарушения, идущего с юго-востока на северо-запад. В дальнейшем скважина работала периодически, причем в моменты прекращения проявления усиливалась работа грифонов. Закрытие превентора для ликвидации проявления повлекло избыточное давление на устье, вследствие чего флюид начал проникать на поверхность, образуя новый грифон под мостками буровой.

В результате двухмесячного действия грифона образовался большой кратер, в который упала вышка.

Падение вышки, а иногда и провал всего оборудования в кратер вызываются работой высоконапорных газовых и водяных пластов в течение некоторого промежутка времени. По имеющимся трещинам и каналам вода и газ вырываются на поверхность, увлекая за собой обломки различных пород; при этом могут образоваться значительные пустоты недалеко от поверхности земли. Пустоты будут тем больше, чем выше пластовое давление и чем длительнее идет проявление. Наблюдения за работой грифонов в этом районе показывают, что основным выбрасываемый материал – это глинистые и брекчиевидные породы.

Очень часто возникновение грифонов отмечается после цементирования кондукторов и промежуточных колонн. Основной причиной движения газа являются каналы в зоне наличия цементного камня в кольцевом пространстве.

М.К. Сеид-Рза [347] делает выводы, что образованию грифонов способствуют следующие условия:

- 1) наличие в разрезе скважины газонасыщенных пластов;
- 2) наличие в разрезе скважины пластов, пересеченных сетью трещин, сообщающихся с поверхностью и не перекрытых обсадными колоннами;
- 3) пересечение скважиной плоскости тектонического нарушения, выходящей на поверхность;
- 4) наличие в разрезе скважины малоуплотненных пород;
- 5) протертость кондуктора или промежуточной колонны;
- 6) некачественное цементирование кондуктора или промежуточной колонны;
- 7) негерметичность эксплуатационной колонны.

При грифонообразовании большое значение имеет величина затрубного давления. В зависимости от протяженности, мощности, проницаемости, трещиноватости и давления пласта, обуславливающего грифон, характера тектонического нарушения и расстояния скважины от этого нарушения, физико-механических свойств бурового раствора и конструкции скважин, грифоны могут образовываться при определенной величине затрубного давления $p_{\text{гриф}}$.

В результате затрубного газопроявления может случиться, что возникшее давление будет больше $p_{\text{гриф}}$. В таком случае глинистый раствор, находящийся в затрубном пространстве, проникает в пласт, обуславливающий грифон; противодействие на нижележащие пласты уменьшится, вследствие чего произойдут выбросы нефти, газа и воды.

Из наблюдавшихся М.К. Сеид-Рзой грифонов многие действовали на расстоянии нескольких десятков метров от устья скважины вверх по восстановлению пластов. Меньше грифонов возникало у устья скважины. В процессе действия грифоны часто меняют свое местоположение, постепенно приближаясь к устью скважины.

При наличии тектонических нарушений, пересекаемых скважиной, грифон действует через эти разрывы и, помимо газа, нефти и воды, выбра-

сывает на поверхность куски породы. Такие грифоны могут функционировать очень долго. Так, у скв. 15 (Песчаный-море) грифон активно действует уже в течение трех лет.

Грифоны возникают, как считает автор работы [347], при следующих условиях.

1. В процессе бурения скважины, если из-за газоводонефтепроявления превентор закрыт и на выкиде превентора давление равно или выше $p_{\text{гриф}}$.

2. Во время открытого фонтана, возникшего при бурении вследствие обвала пород в стволе скважины, если под давлением фонтанирующего пласта обвальная пробка поднялась выше кровли пласта, обуславливающего грифон.

3. После недоброкачественной цементировки обсадной колонны, если возникает затрубное газопроявление (устье скважины герметизировано, и затрубное пространство находится под давлением, равным или выше $p_{\text{гриф}}$).

4. При поглощении в затрубном пространстве скважины после цементировки цементного или бурового раствора, если возникает затрубное проявление.

5. При затрубном проявлении после цементировки обсадных колонн вследствие неперекрытия цементным раствором газонасыщенных объектов.

6. Если в процессе добычи нефти эксплуатационная колонна оказывается негерметичной, вследствие чего за колонной возникает давление, равное или больше $p_{\text{гриф}}$.

Отмечалось много случаев, когда из-за некачественной цементировки кондуктора или промежуточной колонны образовывались грифоны даже при отсутствии или перекрытии пластов, обуславливающих грифон.

При отсутствии цементного камня в заколонном пространстве, протертости кондуктора или промежуточной колонны, как считает М.К. Сеид-Рза, при возникновении определенного давления в скважине, буровой раствор движется за колонной и прорывается на поверхность, образуя грифон. В таких случаях грифоны действуют у устья скважины.

При недостаточной глубине спуска кондуктора или в зависимости от глубины местонахождения протертой части кондуктора (промежуточной колонны), давление в скважине может быть равным или больше давления, необходимого для гидравлического разрыва пластов. Это приведет к проникновению затрубной жидкости в трещины, образованные вследствие гидравлического разрыва, что в дальнейшем может вызвать образование грифона.

Большинство грифонов [347] образовалось после цементирования обсадной колонны, как результат затрубного проявления газа. Немало случаев грифонообразования при эксплуатации в результате негерметичности резьбовых соединений обсадных труб.

Различные районы по-разному опасны осложнениями. Метод предупреждения и борьбы с затрубными проявлениями отличаются своей спецификой. Однако в любом случае значение давления, возникающего в затрубном пространстве не должно быть выше гидростатического (для нефтяных и водяных грифонов).

В Краснодарском крае фонтаны имели место в основном в 50–60-х годах (более 20 фонтанов и около 100 грифонообразований). В последующие годы их частота резко снизилась.

Грифонообразования и межколонные проявления в основном были приурочены к Ново-Дмитриевской, Калужской и Анастасиевско-Троицкой площадям. Из отмеченных затрубных проявлений и грифонов 57 случаев на-

блюдались при эксплуатации, 25 – при испытании, 2 – при бурении и 1 – при цементировке колонны.

На вышеуказанных площадях, на некоторых встречались межколонные проявления и грифоны, сильных тектонических нарушений нет.

Особенностью Ново-Дмитриевской и Калужской площадей являются высокие пластовые давления, которые превышают гидростатическое на 30–50 %.

Анастасиевско-Троицкая площадь характерна наличием газовой шапки в IV меотическом горизонте с узкой нефтяной оторочкой.

Кроме того, в верхней части разреза имеются газовые пласты.

Из анализа случаев образования грифонов видно, что за исключением скв. 10 Ново-Дмитриевской площади все имевшие место грифоны в б. объединении “Краснодарнефть” действовали у устья скважины. Отсюда следует, что прорыв заколонного проявления на поверхность земли происходил за кондуктором.

Действие грифона (и его образование) на некотором расстоянии от устья этой скважины объяснялось наличием некогда здесь русла реки.

В ряде случаев грифонообразование и заколонные проявления начинались через несколько суток после цементирования, во время освоения или эксплуатации.

Наряду с этим в некоторых случаях заколонные проявления с последующим переходом на грифонообразование имели место после неоднократных разрядок высоких буферных и затрубных давлений.

Например, в скв. 185 после перфорации и спуска насосно-компрессорных труб перешли на воду. После того, как скважина начала подавать газ и нефть, ее закрыли. Давление на буфере поднялось на 14 МПа. Снизили давление до 8 МПа, после чего началось затрубное проявление. В дальнейшем, с целью предотвратить заколонное проявление, над фильтром установили цементный мост, и при опрессовке колонна оказалась герметичной. То же наблюдалось в скв. 120.

В обоих случаях внутреннее напряжение в 168-мм эксплуатационной колонне часто и резко менялось. Известно, что изменение давления внутри колонны вызывает радиальное перемещение ее стенок и цементной оболочки.

Эксплуатационная колонна после цементировки опрессовывалась на значительно меньшее давление, чем давление, имеющее место при эксплуатации скважины.

Конструкции скважин, применявшиеся в то время, были очень легкими. Глубина спуска кондуктора (100–200 м) была недостаточна, а по этой причине в большинстве случаев заколонные проявления приводили к грифонообразованию. Уменьшая диаметр спускаемых колонн, можно было увеличить длину спуска кондукторов, сохраняя норму расхода металла.

В дальнейшем конструкции скважин на указанных выше площадях были пересмотрены, кондукторы удлинили, что позволило вместе с другими мероприятиями резко сократить количество грифонов.

Иногда действующие грифоны поражают большие площади, и борьба с ними становится затруднительной. Примером может служить скв. 23 Анастасиевская, которая до грифонообразования эксплуатировалась в течение 1 года. Конструкция скважины: 186 м 299-мм кондуктора, 1648 м 168-мм колонны. Кондуктор зацементирован до устья, высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной 800 м. При освоении скважины во время

промывки после перфорации колонны имела место циркуляция раствора через пространство между 168-мм и 299-мм колоннами. Для устранения циркуляции и исправления некачественности цементирования необходимо было провести исправительные работы под давлением, но вместо этого были установлены цементный сальник сверху и тумба на устье скважины.

Для ликвидации грифона и горящего фонтана из скв. 23 была забурена наклонная скв. 289 на расстоянии 200 м от устья скв. 23. До глубины 885 м бурение этой скважины проходило без осложнений. При достижении этой глубины на расстоянии 1,5 м от ствола скважины образовался грифон, выделяющий газ, воду и породу. Кратер грифона быстро увеличился и его диаметр достиг 3–4 м.

Скв. 289 ликвидировали.

Для ликвидации пожара в скв. 23 на расстоянии 238 м от нее забурили вторую наклонную скв. 301. При спуске кондуктора произошел газовый выброс и прихват кондуктора на глубине 233 м. На этой глубине кондуктор был зацементирован. Скв. 301 была закончена, причем ее забой оказался в 9 м от ствола скв. 23. Закачка 34 000 м³ воды результатов не дала. Через несколько месяцев произошел выброс газа с песком, вследствие чего 60-мм насосно-компрессорные трубы оказались прихваченными.

Для глушения скв. 23 была начата третья скв. 302. При глубине 40 м во время наращивания инструмента из скважины ударил газовой фонтан, что привело к образованию кратера диаметром 15 м; вышка осела на 2 м.

Через 1,5 мес после образования грифона в скв. 23 произведенная Краснодарским филиалом ВНИИ газовая съемка установила высокие микроконцентрации газа с восточной и северо-восточной стороны от скважины, а назкие – в западном направлении. Через 3 мес повторная газосъемка показала, что область распространения газа расширилась в среднем на 200–300 м. Средняя скорость движения газа составила 50 м/мес.

Проводка скважин малых диаметров со средней глубины 300 м с целью дегазации пластов была сопряжена с большими трудностями; однажды в кратер, образовавшийся вследствие выброса, провалился буровой станок.

Скв. 6 Баракаевской разведочной площади Краснодарнефтегаза начала фонтанировать газом после подъема 114-мм бурильных труб при глубине забоя 1132 м. В процессе проходки скважина была закреплена 324-мм кондуктором на глубину 400 м и 219-мм промежуточной колонной на глубину 810 м. Устье скважины было оборудовано 305-мм превентором, установленным на 219-мм колонне. Кондуктор и колонна с превентором соединены двумя переводниками 219×254 и 254×305 мм [21]. Между кондуктором и колонной был залит цементный раствор на участке длиной 2 м.

Бурное развитие газопроявления при подъеме бурильных труб для смены долота не позволило спустить хотя бы одну свечу и закрыть превентор, в результате чего возник открытый фонтан. В процессе открытого фонтанирования струей газа разъело переводник 254×305 мм по всей окружности. Превентор удерживался на месте только за счет жесткости его обвязки и, следовательно, для задавки фонтана не мог быть использован. Был изготовлен метчик, наружный диаметр которого на 10 мм больше внутреннего диаметра 219-мм обсадной трубы. По наружной поверхности метчика нарезали резьбу. Канавки прорезались только в нижней части резьбы и заканчивались в той части метчика, где диаметр его резьбы по вершине был на 1,0–1,2 мм меньше внутреннего диаметра 219-мм колонны. Это было выполнено для того, чтобы получить по возможности более плотное соединение метчика с 219-мм тру-

бой. Указанное приспособление было навинчено на 168-мм утяжеленную бурильную трубу, оснащенную 168-мм задвижкой высокого давления.

При помощи талевой системы и трактора-подъемника, установленного в 80 м от буровой, это устройство подняли над устьем скважины и без специального центрирования оттяжками посадили через превентор до контакта резьбы метчика с 219-мм трубой. Во время подъема и посадки приспособления на место во избежание воспламенения газа оно непрерывно орошалось струей воды. После посадки приспособления в 219-мм трубу первоначально закрепили его вручную цепными ключами № 16 (двумя-тремя оборотами). Затем докрепили машинным ключом (22 полных оборота) при помощи трактора-тягача, установленного в 50 м от устья. После закрепления приспособления в 219-мм колонне 168-мм задвижку закрыли. Вследствие этого в колонне установилось давление 8 МПа.

При помощи цементировочных агрегатов, присоединенных к специальному отводу, в скважину закачали сначала воду, а затем глинистый раствор. Закачка глинистого раствора осуществлялась под давлением 10–12 МПа, т.е. при поглощении пластом первоначально закачанной воды.

Открытый газовый фонтан с пожаром произошел во время бурения скв. 5 Анастасиевской площади на глубине 1970 м. В скважину в процессе ее проходки на глубину 200 м спустили 377-мм кондуктор с подъемом цемента до устья. На кондуктор установили один 426-мм превентор.

Открытый фонтан на скв. 5 возник в результате вскрытия газового горизонта с аномально высоким давлением. Вследствие того, что эта скважина была третьей разведочной буровой на новой площади, данных о возможности вскрытия высоконапорного пласта еще не имели. Проявление началось в процессе бурения при плотности бурового раствора 1,35–1,37 г/см³ и вязкости 45–55 с по СПВ-5. Обнаружили его по повышению уровня бурового раствора в приемных мерниках, после чего инструмент подняли над забоем и начали закрывать превентор.

После поворота штурвала на два-три оборота произошел сильный выброс бурового раствора под кронблок, а через короткий промежуток времени раздался взрыв и начался пожар. Силой взрыва ротор подбросило вверх вдоль ведущей трубы. От удара ротора о корпус вертлюга, который в этот момент находился на высоте 19–20 м от уровня пола буровой, сломалась ведущая труба в резьбовой части верхнего переводника, и инструмент упал на забой.

Сломанный конец ведущей трубы оказался выше уровня пола буровой на 4,8–5,0 м. Вскоре после возникновения пожара стенки скважины обваливались и фонтанирование из заколонного пространства прекратилось. Скважина продолжала фонтанировать через колонну бурильных труб. Над верхним концом ведущей трубы установился огромный факел горячего газа высотой 50–60 м. Под действием температуры горящего факела вышка ВМ-41 через 20–30 мин после воспламенения газа начала заметно деформироваться и обрушилась.

Чтобы была возможность свободного подхода к устью скважины с целью подготовки необходимых приспособлений для закрытия газового фонтана, тракторами удалили детали вышки, оборудования и инструменты. На месте оставили только подвышечное крупноблочное основание. После очистки территории приступили к работе по задавливанию фонтана. Для предупреждения возможного выброса из затрубного пространства в него закачали 15 м³ цементного раствора через обвязку превентора. С превентора сняли патрубок и желоб, соединяющий устье скважины с циркуляционной системой.

Изготовили специальное приспособление, включающее 273-мм обсадную трубу толщиной 10 мм и длиной 10 м. На одном ее конце на специально нарезанной резьбе установили фланец под верхнее фланцевое соединение превентора, который затем обварили. Другой конец оборудовали под крестовину фонтанной арматуры, на которой она и была установлена. На крестовину установили 168-мм задвижку высокого давления. Боковые отводы крестовины оборудовали каждый двумя задвижками.

После изготовления и сборки указанное приспособление опрессовали на внутреннее давление 20 МПа. Затем его разобрали и перевезли на скважину, где вновь собрали в непосредственной близости от нее.

Для установления приспособления на превентор изготовили треногу из 114-мм насосно-компрессорных труб высотой 20 м. Верхняя часть треноги была оснащена роликом. Одновременно к скважине подтащили 22-м эксплуатационную вышку. Вышку и треногу установили на противоположных сторонах в 15–18 м от устья скважины. Для подъема приспособления и направления его на ведущую трубу через ролик треноги и кронблок вышки протянули 25-мм стальной канат, концы которого соединили с тракторами-тягачами С-80. Для преодоления силы сопротивления струи газа при плотной посадке приспособления на фланец превентора установили специальные 22-мм натяжные канаты. Концы натяжных канатов соединили с другой парой тракторов С-80.

После окончания подготовительных работ водой из 12 пожарных стволов отсекли пламя газового факела на уровне верхнего конца ведущей трубы и погасили его. Затем оттяжными роликами подняли приспособление выше конца ведущей трубы, накрыли им фонтанирующую струю газа и пропустили ведущую трубу внутрь 273-мм трубы. Фонтанирование газа продолжалось уже через задвижку, установленную на приспособлении. Нижний фланец приспособления свободно соединили с фланцем превентора, разместили между ними свинцовую уплотняющую прокладку.

Для большей надежности конструкции пространство между 273-мм трубой и ведущей трубой зацементировали через отвод превентора. После 12 ч твердения цементного раствора 168-мм задвижку на крестовине закрепили и через боковые отводы крестовины в скважину цементировочным агрегатом закачали сначала воду, а затем глинистый раствор. Давление в начале задавливания достигало 17 МПа, а затем быстро снизилось до 5–7 МПа.

Необходимо отметить, что при открытом фонтанировании, которое происходит в процессе освоения скважины, почти всегда сохраняется фланец колонной головки, что очень важно для успешной смены поврежденной арматуры.

Заменой поврежденной арматуры успешно ликвидировали открытые фонтаны на скв. 130 Ново-Дмитриевская, 301 Анастасиевская, 290 Бугундырь, 67 Горка и др.

На скв. 120 Ново-Дмитриевская успешно применили приспособление для спуска в фонтанирующую газом скважину эксплуатационных 63-мм труб под давлением, после чего в скважину легко закачали раствор. Указанное приспособление допускает спуск эксплуатационных труб при давлении на устье фонтанирующей скважины 4–35 МПа.

Скв. 265 Кудак-Киевского месторождения была заложена с целью разведки нефтегазоносности миоценовых отложений поднадвигового блока. Фактическая конструкция ее следующая: 299-мм кондуктор, спущенный на глубину 300 м и зацементированный до устья; 219-мм промежуточная колонна

хвостовиков в интервале 250–1060 м, зацементированная на всю длину. Из-под башмака 219-мм колонны бурение в интервале 1063–1094 м велось со сплошным отбором керна. Параметры глинистого раствора: плотность 1,55–1,62 г/см³, вязкость 50 с (по СПВ-5).

В процессе бурения на глубине 1083 м в скважине началось поглощение раствора, а на глубине 1092 м произошла потеря циркуляции. Восстановилась она после закачки в пласт 4 м³ пасты плотностью 1,36 г/см³ и вязкостью “не течет” (смесь глинопорошка с древесными опилками). При глубине 1094 м бурение было остановлено для подъема съемной грунтоноски, для чего бурильные трубы приподняли на 14 м от забоя. В этот момент начался интенсивный перелив глинистого раствора через затрубное пространство; через короткое время началось открытое фонтанирование газа.

Устье оборудовали двумя 325-мм превенторами, однако вследствие того, что инструмент был установлен на элеваторе на столе ротора, закрыть плашки не удалось.

После 12 ч фонтанирования возник пожар. Горящая газовая струя, разбиваясь о ротор, рассеивалась на значительное расстояние от устья, что не позволяло производить какие-либо работы по тушению огня.

Элеватор, ротор и верхний превентор сбили путем артобстрела болванками. Последним выстрелом был выдернут из муфты 299-мм кондуктор и сбит нижний превентор с пьедесталом. На устье осталась муфта с ненарушенной резьбой. После этой операции пламя приняло форму свечи. Остатки вышки и бурового оборудования удалили. Попытки погасить огонь водой и химическим способом не удалось. С помощью водяного зонта удавалось только приподнимать пламя над устьем на несколько метров.

Решили гасить огонь взрывом. По проложенной к устью колее на тележке со стрелой было подано 300 кг взрывчатки. Взрывом пламя было погашено.

На устье смонтировали крестовину с двумя отводами, 325-мм превентором и задвижкой на давление 20 МПа.

Скважину перевели на работу через отводы и задвижку по трем 168-мм факельным линиям. Так как через сутки в радиусе до 300 м от устья образовалось множество грифонов, скважину вновь перевели на свободное фонтанирование. Дебит ее составлял около 5 млн. м³/сут.

Причины возникновения газового фонтана:

1) давление во вскрытом газовом горизонте в 1,4–1,6 раза превышало гидростатическое, что не предусматривалось ГТН;

2) сложные геологические условия – наряду с высокотарифным пластом были вскрыты и пропластки, поглощающие жидкость, что не было замечено на ранее пробуренных скважинах.

Ликвидация открытого фонтанирования осложнялась наличием в интервале от устья глубины 250 м колонны диаметром 299 мм. Так как скважина бурилась роторным способом, очевидно, трубы колонны были изношены, а резьбы не были герметичными, что исключало возможность создания на устье необходимых давлений во время задавливания фонтана. Спустить специальные трубы для задавливания было невозможно, так как в скважине имелись бурильные трубы.

Для глушения фонтана забурили две наклонно направленные скважины (скв. 300 и 305). Стволы их проектировались по трехинтервальному профилю с максимальным углом искривления 27°37'. Угол при встрече с фонтанирующим пластом составлял 24°06'. Интенсивность набора кривизны 6° на

100 м, а интенсивность падения 1° на 100 м. Смещение для скв. 300 в азимуте 74°1' составляло 270,4 м и для скв. 305 в азимуте 27° равнялось 260,5 м.

Конструкции скважин были одинаковыми: 299-мм кондуктор спущен на глубину 200 м и зацементирован до устья, промежуточные 194-мм колонны спущены на глубину 1100 м с подъемом цементного раствора до устья и 127-мм хвостовики спущены на 1056–1200 м. Предлагалось цементировать их на всю длину.

Проектные параметры глинистого раствора были приняты следующими.

Интервал, м.....	0–200	200–300	300–1100	1100–1200
ρ , г/см ³	1,25–1,3	1,68–1,7	1,98–2,0	1,58–1,6
T , с.....	40–45	35–40	35–40	40–50

При бурении под промежуточную 194-мм колонну турбинным способом осуществляли набор кривизны и вывод на заданный азимут.

В процессе бурения наклонно направленных скважин применялись различные отклоняющие компоновки. В табл. 7.8 приведены данные интенсивности набора кривизны каждой компоновкой.

В компоновках № 13 и 14 использовались односторонние накладки, которые приваривались на корпуса турбобуров в плоскости искривления переводника на 1 м выше центра системы долото – турбобур.

Толщина накладки рассчитывалась по формуле

$$\delta = \frac{D_d - D_t}{4} + (1,5 \div 2) \text{ мм},$$

где D_d и D_t – соответственно диаметры долота и турбобура.

В процессе бурения применялись диамагнитные трубы длиной 7–14 м, что позволило увеличивать время пребывания долота на забое до полной его отработки и замерять кривизну и азимут через каждые 25 м.

Первой закончили бурением скв. 305. В интервале 1148–946 м был спущен 127-мм хвостовик, зацементированный на всю длину. Оборудование устья и колонны испытали на герметичность под давлением 22 МПа. Перфорацию пласта осуществляли перфораторами ПК-103, вмонтированными в 63-мм насосно-компрессорные трубы, так как перфораторы, спускаемые на кабеле, не доходили до нужной глубины. Прострелили 70 отверстий в интервале 1141,5–1135,7 м. Для вызова притока сменили буровой раствор на воду, однако только после снижения уровня на 700 м начал выходить газ. Скважину испытывали 6 сут со штуцерами диаметрами 12 и 15 мм. При испытании ее через 15-мм штуцер буферное давление составляло 4,7 МПа, за-колонное – 5,2 МПа, дебит – 173 361 м³ сут.

После дренирования приступили к закачке воды. Всего закачали 25 860 м³ при давлении 10 МПа на устье. К исходу вторых суток в струе газа аварийной скважины появилось большое количество воды. Не прекращая закачки в скв. 305, на устье скв. 265 установили крестовину с двумя 168-мм отводами и задвижку. Через один отвод закачали 100 м³ раствора плотностью 1,7 г/см³ на поглощение, а затем затворили и закачали раствор, изготовленный из 75 т цемента. Фонтан был ликвидирован.

Проводка скважин на Нефтяных Камнях осложняется сильными газонефтепроявлениями, приуроченными к КС, ПК и свите и КаС.

До массовой разработки юго-восточной части складки район Нефтяные Камни изобиловал интенсивными выходами газа и нефти, иногда значительных размеров, по характеру проявления напоминающих “искусственные” грифоны. При этом в распределении этих газопроявлений по площади

Таблица 7.8
Отклоняющие компоновки для скв. 300 и 305

Номер компоновки	Номер скважины	Отклонение кривого переводника, градус	Средневзвешенное значение интенсивности, в мин на 10 м
1	300, 305	1,6	28,5
2	300	1,8	0,4
3	300	2,0	57
4	300	0,9	57
5	300	1,1	47,5
6	300, 305	1,6	32
7	305	1,8	36
8	300	2,0	40,5
9	300, 305	2,2	31
10	305	2,5	29
11	300,305	3,0	48,2
12	305	—	33,5
13	300, 305	—	60,5

Примечания: 1. Компоновка до № 12 состояла из трехшарошечного долота № 11, турбобура Т12М1-8, кривого переводника и 46 м УБТ диаметром 178 мм. 2. Компоновка № 12 состояла из трехшарошечного долота № 11, турбобура Т12М1-8, кривого переводника и 23 м УБТ диаметром 178 мм. 3. В компоновку № 13, кроме перечисленных (долота, турбобура, переводников), входит 40 м УБТ диаметром 178 мм.

улавливалась определенная закономерность – они были вытянуты с северо-запада на юго-восток вдоль погружения шарнира складки.

Позднее картировочным и глубоким бурением было установлено, что газонефтепроявления, протягиваясь вдоль приосевой зоны складки, приурочены к крупному продольному нарушению и в плане совпадают с выходами перебитых пород.

В центральной и северо-восточной частях месторождения наблюдались газонефтеводопроявления, связанные со свитой I “перерыва”. С целью предупреждения их при бурении скважин применяли утяжеленные химически обработанные буровые растворы. До НКП свиты скважины в основном бурили с использованием раствора плотностью 1,24–1,28 г/см³ кажущейся вязкости 25–30 с по СПВ-5. Но в некоторых случаях, особенно при бурении наклонных скважин, при прохождении НКГ свиты отмечались осыпи стенки скважин, для преодоления которых буровой раствор химически обрабатывался и утяжелялся.

После вскрытия НКП свиты скважиной применяли раствор плотностью 1,40–1,45 г/см³.

В отличие от верхних частей, где преобладают глинистые пачки, в нижней части КС много песчаных пропластков. Они насыщены нефтью и газом, поэтому после вскрытия нижней части наблюдались нефтепроявления, для предотвращения которых применяли утяжеленный до 1,50 г/см³ раствор.

ПК свита в основном состоит из мощных, сильно газонасыщенных песков высокой проницаемости.

Газонефтепроявления при прохождении ПК свиты усиливались, и поэтому для предотвращения последних применялись утяжеленные растворы плотностью 1,5–1,7 г/см³.

Песчаные пропластки КаС газонасыщены еще больше, чем приводило к применению утяжеленных растворов плотностью 1,8–2,0 г/см³.

При бурении скважин на Нефтяных Камнях интенсивные газонефтепроявления часто приводили к серьезным осложнениям. Отмечалось несколько случаев открытого фонтанирования. Часто из-за сильной газированности бурового раствора приходилось закрывать превентор, что иногда вызывало грифообразование. Газопроявления также имели место после цементировки обсадных колонн, следствием чего иногда являлись грифообразования. Проанализированы сотни возникших грифонов и фонтанов на этом месторождении [347]; причины – те же (рис. 7.7).

На ряде скважин грифоны возникали после открытого фонтана. За время действия фонтана выносился песок и куски породы. Последние заку-

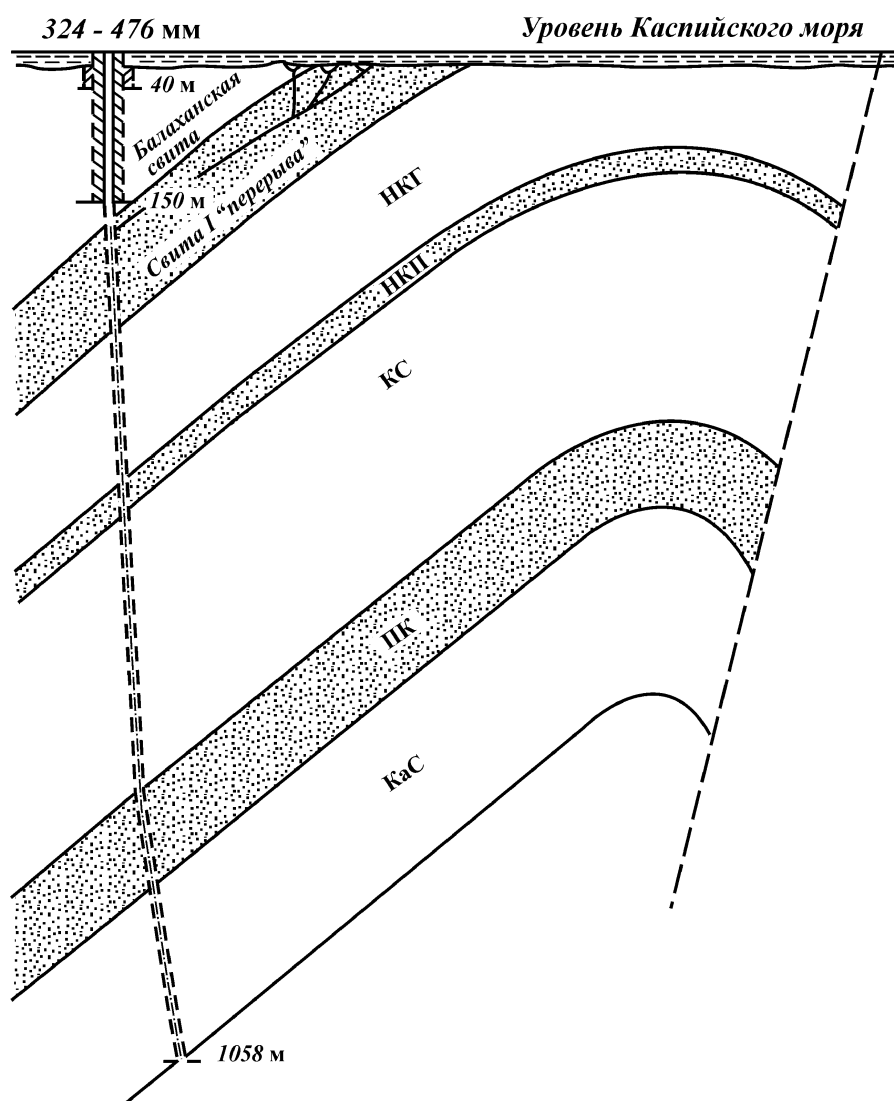


Рис. 7.7. Разрез скв. 198 на геологическом профиле

порывали ствол скважины. Интенсивность фонтана снижалась, давление газа под пробкой возрастало, пробка разрушалась, фонтан начинал работать снова или возникали грифоны.

Анализ материалов по возникновению грифонов [347] после цементирования обсадных колонн на Нефтяных Камнях показал, что наибольшее расстояние между устьем скважины и кратером грифона составляло 200 м. Продолжительность действия грифонов – от 2 дней до одного года. В скважинах, расположенных близко к тектоническому нарушению, грифоны были более мощными и проявляли себя более продолжительное время. Случаи грифонообразований отмечались чаще.

Нередко грифоны действуют пульсируя. Количество выносимых жидкости и газа то увеличивалось, то уменьшалось. Усиление действия грифонов после временного ослабления сопровождалось выносом большого количества породы.

Из приведенных описаний видно, что в большинстве случаев через грифоны выделялось огромное количество нефти и газа. Только через грифон в скв. 104 по весьма приближенным подсчетам ушло в море свыше 1 млн т нефти. Из-за грифонообразования в скв. 54 и 531 разрушилось морское основание. Затрубные проявления возникали спустя 6–12 ч после цементирования колонн, грифоны образовывались через 6–18 ч после того, как давление в заколонном пространстве достигало максимума.

Время начала затрубного проявления после цементирования обсадных колонн, так же, как и продолжительность действия грифонов, зависит от размеров каналов, по которым движется буровой раствор, от давления, проницаемости и степени газонефтенасыщенности пластов, составляющих разрез скважины, от параметров бурового раствора, находящегося в кольцевом пространстве, от соотношения гидростатического давления, создаваемого столбом раствора, и давления газонасыщенных пластов, от глубины и диаметра скважин, высоты подъема цементного раствора, от степени повышения температуры при его твердении и от величины температурного градиента.

Например, при идентичных условиях, но при разной высоте подъема цементного раствора за колонной, там, где высота его подъема больше, затрубное проявление начинается раньше [347]. М.К. Сеид-Рза заметил, что для всех случаев грифонообразования в момент его возникновения на поверхности моря наблюдалось сильное движение газа, приводящее к бурлению воды, затем появлялась мутная жидкость, напоминающая буровой раствор, затем нефть.

Во всех случаях грифонообразований грифоны и скважины вели себя как сообщающиеся сосуды. После возникновения грифона затрубное давление на выкиде превентора всегда уменьшалось. Продолжительность действия грифонов зависит от следующего: мощности пластов, действующих через грифон; размеров каналов внутри цементного кольца или между ним и стенками скважины; размеров трещин по пути движения жидкости от ствола скважин до поверхности земли, а также от величины отбора жидкости через колонну. Впоследствии при бурении скважин вблизи мест грифонопроявлений наблюдались катастрофические уходы бурового раствора. Наблюдались случаи грифонообразований (скв. 83, 347, 303 и 531) после цементирования кондукторов. В этих случаях давление в заколонном пространстве отсутствовало и проявлений в стволе скважин не было.

Близость стволов одновременно бурящихся скважин на кусте (море)

при наличии давления в одном стволе приводило к возникновению фонтана в другом (скв. 54, 232, 466, 419). Расстояние между стволами скважин в первом случае 16 м, в остальных – 1,3 м. Грифон, возникший в скв. 82, привел к уходу бурового раствора из скв. 137, причем расстояние между стволами составляло 8 м [347].

Возникновение грифонов наблюдалось и в других районах (Баку): на месторождении Карадаг, на площади о. Песчаный. В последнем случае в процессе глубокого разведочного бурения более чем в 40 скважинах имели место водогазопроявления, которые отмечались на различных интервалах, начиная от 50 до 3500 м.

Газоводопроявления до глубины 300 м отмечались в 4 скважинах, до глубины 600 м – в 10, до глубины 100 м – в 13.

Наиболее интенсивные газопроявления наблюдались в районе расположения скв. 15, 16, 34 и др. Как видно, условия для образования грифонов на месторождении о. Песчаный имеются. Мощный грифон наблюдался в скв. № 16. Скважина закончена бурением при глубине 2382 м. После перфорации в интервале 2363–2359 м (VIII горизонт балаханской свиты) скважина вступила в эксплуатацию газом и конденсатом при буферном давлении 22 МПа. После пробной эксплуатации в течение 1 мес было обнаружено скопление газа между 273-мм промежуточной колонной и 406-мм кондуктором. Наличие затрубного давления было также обнаружено между эксплуатационной и промежуточной колоннами. Газ из затрубного пространства нашел свободный выход на поверхность. Выходящим газом выбрасывалось большое количество раствора из затрубного пространства. Это привело к уменьшению противодавления на эксплуатационную колонну. Затрубное пространство заглушили. Через некоторый промежуток времени вокруг буровой появился грифон. Давление на буфере скважины резко упало и грифон стал действовать намного активнее. Было установлено, что эксплуатационная колонна сломана и скважина работает через грифон. Этот грифон, по своей природе напоминающий грифоны Карадага, образовался вследствие негерметичности эксплуатационной колонны [347].

Значительное количество осложнений, связанных с грифонообразованиями и фонтанами, зарегистрировано в Туркмении.

Помимо грифонообразований и поглощений раствора, связанных с зоной нарушений на глубине 750–1500 м, а также газопроявлений из напорных пластов, разбуривание осложняется в нижнем отделе красноцветной толщи крупными региональными смещениями, приводящими к особенно бурным газопроявлениям (скв. 703 и 704), по которым не было достигнуто положительного результата, несмотря на утяжеление раствора до предельно возможной плотности – до 2,2–2,35 г/см³.

Из 48 зарегистрированных грифонов в объединении “Туркменнефть” 21 произошел в процессе бурения и 25 отмечались после цементировки обсадных колонн, 2 случая имели место при эксплуатации скважин.

Из 25 случаев образования грифонов после цементировки обсадных колонн только в 9 случаях грифонам не предшествовали затрубные газопроявления.

Обстоятельства образования грифонов различны: во время газопоявлений при герметизированном устье и создавшемся давлении в скважине; при затрубных проявлениях после цементирования обсадных колонн; при поглощении цементного раствора в затрубном пространстве после цементирования колонны (скв. 690 и 36). Из опыта бурения в Небитдаге и Челекене

известны случаи появления грифонов после спуска промежуточной колонны, при дальнейшем углублении скважины. Так, при бурении скв. 34 после спуска 273-мм промежуточной колонны на глубину 1781 м на расстоянии 200–250 м от скважины появились два самостоятельно действующих грифона, расположенных в противоположных концах на расстоянии примерно 350 м один от другого. Грифоны проявляют также после длительной эксплуатации скважин (63 и 65).

Основной причиной грифонообразования в Туркмении является затрубное проявление после цементирования обсадных колонн. Качество цементирования низкое, так как плотность применяемых при бурении буровых растворов 1,8–2,0 г/см³, а технология процесса далека от совершенства (Ш.А. Дадашев).

Значительный фактический материал по возникновению грифонов и открытых фонтанов собрал и проанализировал В.Д. Малеванский [244]. Им рассмотрены многочисленные случаи борьбы с открытыми фонтанами и грифонами. В 1960 г. на месторождении Рудки (Западная Украина) отмечался прорыв газа на поверхность одновременно из двух скважин (120 и 26), который привел к образованию многочисленных грифонов на большой площади и создал угрозу нескольким деревням и больничному городку. Часть грифонов действовала в русле р. Днестра и ее пойме. Некоторые грифоны действовали через колодцы населенных пунктов. Угрожаемое состояние продолжалось в течение 3 мес.

Основными газовыми горизонтами являются угорские слои и прилегающая к ним часть верхней юры, на которые проводилось эксплуатационное бурение. С 1958 г. эти горизонты находятся в разработке. Четвертый комплекс, имеющий значительно меньший контур газоносности, не разрабатывается.

На большинстве скважин, за исключением первых разведочных (скв. 20, 25 и 5а), на глубину 150–160 м спущен 273-мм кондуктор с цементованием до устья и 146-мм эксплуатационная колонна с подъемом цементного раствора за колонной из расчета перекрытия верхнего газоносного горизонта на 100 м. В эксплуатационных скважинах, в том числе во всех кустовых, высота подъема цементного раствора за 146-мм колоннами значительно выше (цементным раствором часто перекрываются все песчаные комплексы конусного горизонта). Перекрытие цементным раствором башмака кондуктора при цементировании эксплуатационных колонн достигалось редко (скв. 20, 45, 65, 15, 25 и 40). В ряде скважин за эксплуатационными колоннами наблюдался газ с образованием межколонных давлений. Из 40 законченных бурением скважин, давших газ, имели пропуски газа в межколонном пространстве 15 скважин. Из 16 кустовых скважин, давших газ, пропуски наблюдались в 6 скважинах.

У д. Сусолово появился большой грифон, который воспламенился и стал выделять сухой газ. Место действия грифона находилось примерно на расстоянии 5 км от свода структуры, т.е. за пределами контура газоносности продуктивных горизонтов. В течение суток появилось еще большее количество грифонов, причем они распространились на значительной площади, захватив пойму и русло р. Днестра. Выходы газа наблюдались в колодцах и т.п.

9 мая 1960 г. на ликвидированной в 1959 г. аварийной скв. 39 из кольцевого пространства между 141-мм бурильными трубами и кондуктором появился газ, в результате чего разъело отводной патрубков и скважина стала

фонтанировать газом с водой, создав угрозу деревне, расположенной в непосредственной близости от нее. Схема распространения грифонов приводится на рис. 7.8 [244].

Для отвода газа от населенных пунктов было пробурено более 350 мелких дегазационных скважин глубиной 15–100 м.

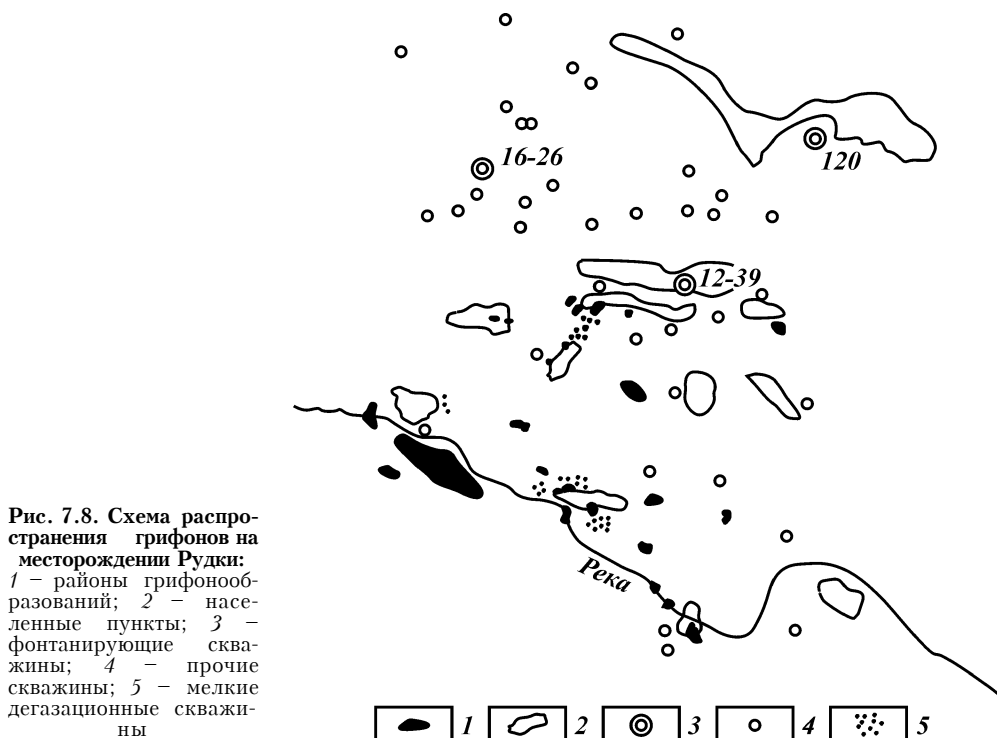
Общее количество газа, выделявшегося через грифоны, дегазационные скважины и фонтанирующую скв. 39, составляло по приближенным подсчетам около 3,5 млн. м³/сут.

Одновременно с принятием мер по обеспечению безопасности населения был детально рассмотрен весь фонд пробуренных скважин на месторождении Рудки для определения источника газа, питавшего грифоны. В результате этой работы было установлено, что главными источниками газа являлись скв. 120 и 26.

Скв. 120 имела глубину 1792 м. Конструкция скважины была следующей: 476-мм направление на 5 м (забурено до устья), 273-мм кондуктор на 165,8 м (зацементирован до устья и опрессован на 6 мм) и 146-мм колонна на 1607 м с цементированием до 1142 м до устья (спускалась без центраторов).

Цементный мост в 146-мм колонне находился на глубине 1584 м.

Эксплуатационная колонна испытывалась на герметичность опрессовкой на 8 МПа и снижением уровня до 1000 м. После испытания нескольких объектов, давших воду, в интервале 1425–1402,5 м был установлен цементный мост с опрессовкой его на 10,6 МПа, затем в интервале 1402–1396 м скважина была торпедирована (семь торпед по 150 г). После спуска в скважину 1394 м 63-мм насосно-компрессорных труб и свабиrowания был получен газ



со статическим давлением 13,15 МПа при пластовом давлении 14,85 МПа. Свободный дебит газа составил 3699 тыс. м³/сут.

В связи с неподготовленностью промысла к эксплуатации и отсутствием газопровода в скважину закачали буровой раствор и законсервировали. После ее освоения (через 2 года) был обнаружен газ между 273-мм и 146-мм колоннами. Эксплуатация проводилась по насосно-компрессорным трубам, дебит по скважине составлял около 400 тыс. м³/сут. За 1,5 года из скважины было добыто 240 млн. м³ газа.

Из скважины отбирали 18 тыс. м³/ч при давлении на буфере 10,6 МПа и в затрубном пространстве 12,6 МПа. При остановках давление в затрубном пространстве и в трубах было равно 12,8 МПа, т.е. на 0,35 МПа меньше начального статического давления. Во время последнего замера давление в затрубном пространстве и трубах при остановке составило 12,8 МПа. Затем по техническим причинам давление на буфере не измерялось. После остановки манометра на буфере при отборе газа 21 тыс. м³/ч давление составило на буфере 5,6 МПа и в затрубном пространстве 12,0 МПа. При остановке скважины давление на буфере было равно соответственно 8 МПа и 12 МПа, т.е. на 0,8 МПа ниже обычного. При этом давление между 273-мм кондуктором и 146-мм колонной оказалось 3,5 МПа.

Затем при остановке скважины давление в затрубном пространстве упало до 11,4 МПа, т.е. еще на 0,6 МПа, что совпало с началом фонтанирования аварийной скв. 39. Приступили к глушению скв. 120 закачкой бурового раствора плотностью 1,3 г/см³. Заглушить скважину не удалось, так как раствор поглощался. При дальнейшей прокачке наблюдался толчок, после чего при остановке давление в трубах и затрубном пространстве выровнялось и составило 5,8 МПа, а межколонное давление возросло до 4,4 МПа. Это свидетельствовало о наличии перетока газа из скважины с перепадом около 7 МПа, что по кривой исследования соответствовало дебиту около 2,0 млн. м³/сут.

Исследования скважины (закачка жидкости, замеры термометром, НГК и ГГК под давлением) показали, что в скважине на глубине 208–210 м нарушена 146-мм колонна и в 63-мм насосно-компрессорных трубах имеется продольная трещина длиной 17 см на глубине 225,7 м. Газ через окно в 146-мм колонне поступал в затрубное пространство, а оттуда по верхним пластам питал грифоны и фонтанирующую скв. 39. Дальнейшие исследования скв. 39 подтвердили, что приток газа к ней был из-под башмака кондуктора, т.е. с глубины около 150 м.

Причиной аварии в скв. 120 явилась негерметичность части резьбовых соединений обсадной 146-мм колонны. Длительно действующие пропуски газа в соединении с вибрациями колонны, связанными с продувками скважины, привели к нарушению резьбового соединения на глубине 208–210 м. Давление газа из колонны (12,8 МПа) передалось на стенки скважины на глубине около 210 м (цементное кольцо в этом интервале отсутствовало); в результате повысилось горное давление на этой глубине, что могло привести к разрыву пород. Газ, распространившийся по трещине разрыва, а возможно и по другим каналам, пересек ствол аварийной скв. 39 (что вызвало ее фонтанирование после прорыва устья) и стволы структурных скважин, пробуренных на месторождении, и, проникнув по ним в четвертичные отложения, образовал многочисленные грифоны на поверхности.

Закачка жидкости в трубы и затрубное пространство не давала результата вследствие уноса подаваемой жидкости газом. Длительные попытки

глушения скважины закачкой через лубрикатор раствора с наполнителями (опилки, пакля, куски резины и т.п.) оказались безуспешными, в связи с чем было начато строительство двух наклонных скважин глубиной по 1400 м. Однако скв. 120 удалось заглушить до окончания их бурения путем изоляции трещины, для чего в НКТ трубы спускали трубки малого диаметра и на забой закачивали воду. После прекращения притока газа с забоя в скважину закачали утяжеленный буровой раствор и зацементировали ее.

Кустовая наклонно направленная скв. 26 (куст скв. 16–26) с забоем 1561 м была обсажена 377-мм направлением, забутованным до устья, и 273-мм кондуктором, спущенным на 150 м и зацементированным до устья с опрессовкой на 7 МПа. Далее скважина бурилась 248-мм долотами с промывкой забоя буровым раствором плотностью 1,24–1,25 г/см³.

Газоносные горизонты вскрыты на следующей глубине: IV комплекс – 1130 м и тортон – 1450 м.

На глубине 946 м во время подъема бурильной колонны с турбобуром и долотом инструмент оказался прихваченным.

После вторичной нефтяной ванны возникли газопроявления. В скважине произошел обвал пород под башмаком кондуктора, в результате которого под превентором давление поднималось медленно (до 3–4 МПа), тогда как на головке бурильных труб при остановке давление быстро нарастало до 10 МПа.

Попытки заглушить газопроявления закачкой нормального и утяжеленного растворов успеха не имели.

Для закачки инертных материалов с целью глушения газопроявлений бурильные трубы на глубине 900 м были торпедированы. В результате произведенных исследований (термокаротаж, ГГК и НГК) были установлены утечки газа через стенки ствола скважины в интервале 280–300 м, что привело к появлению многочисленных грифонов.

По приблизительным данным количество газа, поступавшего в виде грифонов из скв. 26, составляло около 1,5 млн. м³/сут. Дальнейшие работы по глушению скважины велись при помощи закачек через лубрикатор бурового раствора с инертными наполнителями (опилки, целлофан, резина, тряпье и т.п.). Кроме этого, в бурильные трубы с раствором подавались специально изготовленные резиновые шары диаметром около 80 мм. В результате этих мероприятий между бурильными трубами и стенками скважины удалось создать пробку на глубине ниже 740 м и задавить скважину буровым раствором через бурильные трубы с последующим цементированием ствола. После глушения скв. 26 расход газа, поступающего в виде грифонов, резко уменьшился и вскоре составил около 1,5–1,6 млн. м³/сут, т.е. сократился примерно в 2 раза.

После ликвидации поступления газа из скв. 120 количество грифонов стало резко сокращаться и утечка газа из загазированных пластов ориентировочно составила 20–30 тыс. м³/сут. Общее время, затраченное на основные работы по ликвидации грифонов в Рудках, равнялось 3 мес [244].

В.Д. Малеванским проанализирован аналогичный материал и по другим районам. Так, на Северо-Ставропольском месторождении была закончена бурением скв. 51 при забое 830 м.

За 219-мм колонной цементный раствор должен быть поднят до устья, однако из-за поглощения осуществить это не удалось. Фактическая высота подъема цементного раствора не могла быть установлена вследствие неисправности аппаратуры при замере. Колонна опрессована на 8 МПа.

Основным газоносным горизонтом является хадумский (696–775 м) с пластовым давлением 6,6 МПа. Скважину простреляли в интервале 774–696 м и получили промышленный приток газа с высоким дебитом, после чего скважину оставили под давлением. Спустя 1,5 мес она была введена в эксплуатацию.

Газ поступал по 219-мм колонне без насосно-компрессорных труб со средним рабочим дебитом 657 тыс. м³/сут при давлении на буфере 5,8 МПа.

Через 6 мес было проведено обследование пространства между 219-мм и 325-мм колоннами; давление оказалось 1,2 МПа, дебит – 4,65 тыс. м³/сут. Эксплуатация скважины продолжалась нормально 1,5 года. В это время были отмечены резкое падение дебита и обратный переток газа из коллектора в скважину, вследствие чего скважину отключили. Одновременно появились грифоны, быстро распространившиеся на большой площади, в радиусе от 150 до 4000 м (рис. 7.9). На почве образовались трещины, через которые выделялся газ. Дебит газа, выходящего в виде грифонов, был определен около 3,9 млн. м³/сут. В межколонном пространстве давление возросло и при закрытии устья почти не отличалось от давления в 219-мм колонне.

В результате обследования скважины было установлено нарушение 219-мм колонны на глубине 146,7 м (под башмаком 325-мм кондуктора), что соответствовало стыку 19-й и 20-й труб. Попытки заглушить скважину закачкой нормального и утяжеленного глинистых растворов успеха не имели, так как жидкость уносилась потком газа в разрыв колонны. Тогда на глубину ниже места повреждения колонны под давлением были спущены НКТ со специальным приспособлением на их конце и создана пробка между трубами и колонной, после чего в скважину были закачаны глинистый и цементный

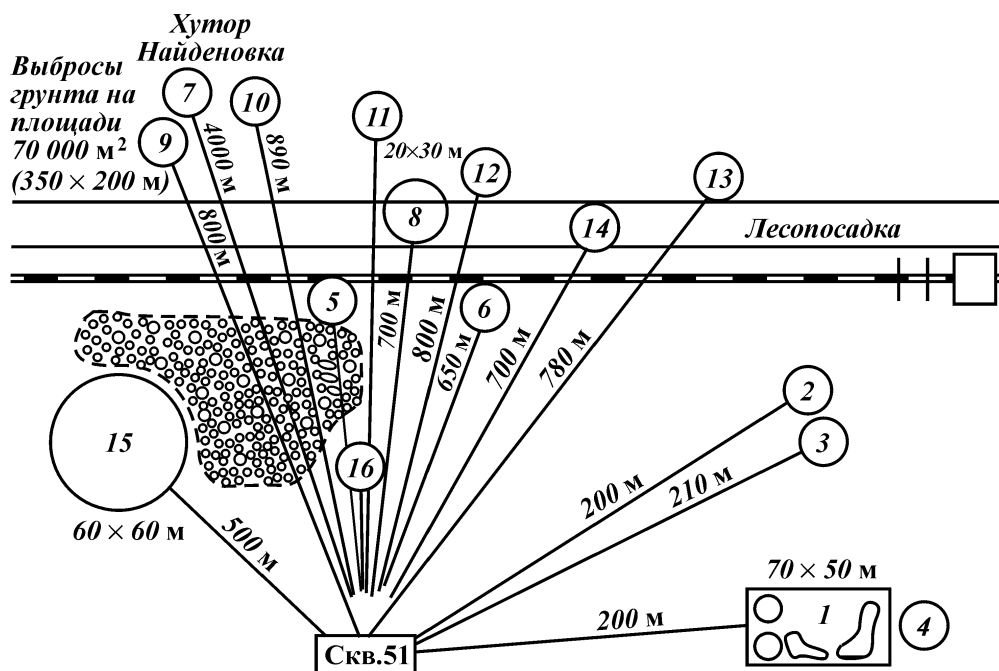


Рис. 7.9. Схема расположения грифонов скв. 51 Северный Ставрополь

растворы. В результате этих работ грифоны прекратились. Общее время действия грифонов составило 35 дней.

В Узбекистане на месторождении Газли была заложена в присводовой части западного купола структуры скв. 108 с проектной глубиной 1220 м. На момент проявления забой скважины находился на глубине 1127 м в верхней части неокон-аптских отложений (вблизи кровли XIII горизонта).

Скважина обсажена 273-мм кондуктором на глубину 432 м в глинах между VIII и VIII-а горизонтами с подъемом цементного раствора до устья. Ниже были вскрыты следующие газоносные горизонты (табл. 7.9).

На 273-мм кондукторе были установлены два превентора, плашки которых расточены под стыкосварные 146-мм бурильные трубы. До глубины 1127 м бурение проходило без осложнений. Буровой раствор имел следующие параметры: плотность 1,58–1,59 г/см³, вязкость “не течет”, водоотдача 6,5 см³ за 30 мин, толщина корки 1,5 мм. После спуска на забой бурильной колонны 219-мм турбобуром для бурения в течение 5 ч приготавливали раствор. При попытке восстановить циркуляцию турбобур оказался забитым шламом, в связи с чем приступили к подъему бурильной колонны.

Во время подъема скважина заливалась самотеком из запасной емкости периодически через каждые 5 свечей. После подъема 13 свечей (327 м) произошел выброс раствора. Бурильную колонну посадили на ротор и, опасаясь пожара, заглушили двигатели. Скважина начала фонтанировать раствором с газом. Превентор плотно закрыть не удалось. Газ проходил через отводы превентора и неплотности плашек. Последние вскоре были разъедены, и возник открытый фонтан. Струей резвело бурильные трубы, в результате чего 800 м труб упало в скважину.

Затем в радиусе 60 м вокруг скважины появились сильные грифоны. Буровое оборудование демонтировали, а вышку свалили тракторами. Вокруг устья стал образовываться кратер. Скважина фонтанировала через кратер, который имел форму конуса с вершиной, направленной вниз, диаметром верхней части свыше 100 м и глубиной 110 м. Вокруг кратера, заполненного жидкой грязью, образовался вал из выброшенной породы. В течение некоторого времени выходящий газ горел.

Для глушения фонтана была пробурена наклонная скв. 301, которая при глубине 826 м получила сообщение со стволом скв. 108. При закачке раствора 23 июля 1960 г. в 9 ч фонтан был заглушен. Но из-за нехватки раствора и появления грифонов скв. 301 была срочно ликвидирована, фонтан возобновился. Сооружались еще две наклонные скважины.

Если рассмотреть последствия открытых фонтанов по 69 скважинам,

Таблица 7.9

Количество ликвидированных скважин

Результат работ по борьбе с фонтаном или прорывом газа	Количество скважин	
	шт.	% (от общего количества)
Ликвидировано	45	65,1
Восстановлено	22	32,0
Находится в стадии восстановления	2	2,9
Итого	69	100,0

материалы по которым использованы для анализа их причин, то, как видно из табл. 7.9, большая часть скважин оказывается ликвидированной. Затраты времени и средств, связанные с ликвидацией открытых фонтанов и выбросов, весьма велики и иногда исчисляются многими месяцами и сотнями тысяч рублей.

Ликвидация фонтанов, пожаров, прорывов газа, носящих характер стихийных бедствий, требует большой затраты материально-технических ресурсов и проведения сложных и опасных работ.

Так, для ликвидации прорыва газа в скв. 123 Шебелинка израсходовано 302 т цемента, 140 т глинопорошка, 75 т дизельного топлива (для смесей) и других материалов. В скв. 51 Северный Ставрополь затрачено свыше 1500 м³ бурового раствора, 220 т цемента и др. Около скв. 29 Урицкая, где фонтан имеет характер грязевого вулкана, сооружено 11 направленных скважин глубиной до 1500 м. Только за 3 мес через пробуренные нагнетательные скважины было закачено свыше 10 тыс. м³ бурового раствора и свыше 200 тыс. м³ воды.

При открытых фонтанах полностью или частично выходят из строя буровые вышки и комплекты бурового оборудования вследствие пожаров или провалов в кратеры, образующиеся на устье скважин.

При открытом фонтанировании и перетоках в непродуктивные горизонты наблюдаются значительные потери газа. Так, на месторождении Урицкое в результате фонтанирования скв. 29 за один год резко снизилось давление в газовых шапках нефтяных горизонтов, что, в свою очередь, отразилось на отборе нефти.

Иногда после ликвидации фонтанов и прорывов газа не удается надежно изолировать продуктивные горизонты в пробуренных скважинах, и по их стволам в продуктивные пласты могут поступать верхние или нижние воды, т.е. месторождение будет обводняться.

При фонтанировании и прорывах часть газа иногда насыщает пористые непродуктивные пласты, залегающие, как правило, на небольших глубинах, в результате чего образуются искусственные залежи с повышенным давлением. Это может приводить к открытым фонтанам в скважинах, вскрывающих такие неожиданные для исполнителей работ залежи газа. По этим причинам произошли открытые фонтаны в скв. 123, 113, 113-бис Шебелинка, 301 и 303 Газли и др.

При рассмотрении причин открытых фонтанов, прорывов и перетоков газа В.Д. Малеванским использован материал по 69 скважинам глубокого бурения и 14 скважинам структурного бурения в основном за 1958–1960 гг., а также материалы по наиболее характерным фонтанам, происшедшим в предыдущие годы.

Из рассмотренных случаев 45 открытых фонтанов и прорывов газа произошли на разведочных скважинах, 22 – на эксплуатационных и 2 – на наклонных, которые бурились для глушения действующих фонтанов.

Распределение фонтанов по характеру возникновения и развития приводится в табл. 7.10.

Из указанных скважин крупные грифонообразования наблюдались на большой площади от скв. 120 и 26 Рудки, 51 Северный Ставрополь, 2 Газли, 105 и 99 Угерская; фонтаны из непродуктивных горизонтов, загазированных аварийными скважинами и в результате длительного действия межколонных давлений, возникли на пяти скважинах – 123, 113 и 113-бис Шебелинка и 301, 303 Газли.

Таблица 7.10

Распределение фонтанов по характеру возникновения и развития

Виды фонтанов	Количество скважин	
	шт.	% (от общего количества)
Затрубные открытые фонтаны после цементирования обсадных колонн	10	14,5
Открытые фонтаны (кроме затрубных) с последующим образованием кратера, разрушением и провалом устья скважин	22	31,9
Выбросы без открытых фонтанов с прорывами газа на поверхность и перетоками в верхние горизонты после закрытия или герметизации устья	9	13,0
Фонтаны при наличии частично незакрепленного ствола скважин (без образования кратеров)	26	37,7
Открытые фонтаны при освоении скважин	2	2,9
Итого	69	100,0

Кроме скважин глубокого бурения на различных месторождениях В.Д. Малеванским отмечены открытые газовые фонтаны при структурно-поисковом бурении.

Причины возникновения выбросов и открытых газовых фонтанов в структурно-поисковых скважинах те же, что и в глубоком бурении.

Для структурно-поисковых скважин нет противовыбросового оборудования, а обсадные трубы колонкового бурения абсолютно непригодны для герметизации скважин при возникающих газопроявлениях.

Из открытых фонтанов, наблюдавшихся при сооружении структурных скважин, следует остановиться на двух – скв. 101 и 154 Дарваза Туркмении.

В скв. 101 глубиной 1204 м был вскрыт мощный газовый пласт. При опробовании его возник открытый газовый фонтан из-за негерметичности колонковых труб и отсутствия цементного раствора за ними. Фонтан заглушить не удалось.

В скв. 154 глубиной 1103 м фонтан возник при подъеме бурильной колонны из-за отсутствия противовыбросового оборудования. В результате фонтана образовался кратер. Фонтанирование прекратилось после обвала стенок скважины.

Таким образом, при структурно-поисковом бурении открытые фонтаны происходили вследствие полной неподготовленности скважин к вскрытию газовых пластов [244].

Анализ открытых фонтанов и прорывов газа позволил сделать принципиальный вывод, заключающийся в том, что всякий фонтан имеет в своем развитии две основные стадии:

- а) стадию возникновения и усиления газопроявлений;
- б) стадию перехода газопроявлений в открытый фонтан или возникновение перетоков газа в стволе скважин.

Газопроявления часто возникают при бурении скважин как на газовых, так и на нефтяных месторождениях, причем только небольшая часть их развивается в открытые фонтаны, прорывы и перетоки газа [244].

Скв. 2 месторождения Памук. Конструкция скважины: 508-мм направление глубиной 5 м, 325-мм кондуктор спущен на глубину 704 м и зацементирован до устья, проектная глубина – 3900 м. При бурении в интервале 2743–2749 м во время наращивания было обнаружено движение бурового рас-

творя по желобам при отключенных буровых насосах. После закрытия превенторов ППБ-12" скважину попытались задавить буровым раствором плотностью 1,32–1,34 г/см³, однако безуспешно, так как раствор терялся через пропуски в задвижках нагнетательной линии насосов и через нарушенный левый отвод превентора (задвижки правого отвода были закрыты). Затем левый отвод был оторван сильной струей газа с водой; задвижки правого отвода при этом были открыты. Запасный раствор в количестве 175 м³ был израсходован, давление на устье поднялось до 12 МПа (пластовое давление предполагалось 48 МПа). Скважина начала работать через правый открытый отвод, оторванный левый отвод превенторов и промытые задвижки нагнетательной линии насосов.

Причиной газового фонтана явилось неожиданное вскрытие высокопродуктивного газового пласта с аномально высоким пластовым давлением. Проектом работ XV газоносный горизонт предполагалось вскрыть на глубине 2860 м после спуска 219-мм колонны на глубину 2760 м с использованием раствора плотностью 1,73–1,75 г/см³, а вскрыли на глубине 2743 м при плотности раствора 1,32–1,34 г/см³. Таким образом, неточность определения глубины залегания проектных горизонтов и слабый контроль в процессе бурения привели к внезапному выбросу и фонтану. Газовый фонтан постепенно заглох в результате обвала необсаженной части ствола скважины. При этом начались перетоки газа в меловые отложения [285].

Скв. 1 месторождения Култук. Конструкция скважины: 325-мм кондуктор спущен на глубину 260 м и зацементирован до устья, промежуточная колонна диаметром 219 мм спущена на глубину 2544 и зацементирована на 800 м от башмака.

Во время роторного бурения в интервале 2947–2949 м началось интенсивное разгазирование раствора (плотность снизилась с 1,62 до 1,38 г/см³ в течение 1,5 ч) и скважина начала выбрасывать буровой раствор до высоты второго пояса вышки. После закрытия превенторов начали непрерывную циркуляцию с закачкой качественного бурового раствора через 114-мм бурильные трубы, ограничивая выход его из скважины через отвод превентора, выходящий в желобную систему. Непрерывная циркуляция с одновременным утяжелением бурового раствора баритом результата не дала – плотность раствора продолжала снижаться. При полностью закрытых задвижках на отводах превенторов давление в трубном и затрубном пространствах возросло до 14 МПа, в превенторе появились сильные пропуски разгазированного раствора. С целью предотвращения открытого фонтана между превенторами был установлен тампон из хлопчатобумажного материала, пропитанного солидолом, что позволило временно устранить пропуски. За 12 ч фонтанирования три задвижки на боковых отводах превентора были разъедены. Скважина фонтанировала сухим газом с конденсатом и дебитом около 400 тыс. м³/сут. Попытки задавить скважину буровым раствором плотностью 1,82 г/см³ были безрезультатны. При этом усилились пропуски в превенторах, появилось сообщение газа между кондуктором и промежуточной колонной, что привело к возникновению небольших грифонов даже при двух открытых боковых отводах превенторов.

В связи с этим было принято решение зацементировать затрубное пространство. Цементный раствор в количестве 46 м³ продавили на 100 м от устья буровым раствором плотностью 1,82 г/см³. ОЗЦ проходило при открытом трубном пространстве, через которое скважина работала сухим газом.

Задавливание скважины через трубное пространство буровым раствором (барит, вода, брикетированный УЩР и реагент Д-4) плотностью $2,4 \text{ г/см}^3$ также не дала положительного результата. После открытия трубного пространства восстановился прежний режим работы скважины.

Закачкой 18 м^3 цементного раствора с последующим продавливанием безглинистым раствором плотностью $2,4 \text{ г/см}^3$ зацементировали трубное пространство с высотой подъема цемента на 430 м ниже устья скважины. Через 7 сут после цементирования затрубного пространства и 1 сут после цементирования трубного пространства появилось затрубное газопроявление с выделением газа и ростом давления до $0,5 \text{ МПа/сут}$.

Для ликвидации этого газопроявления произвели цементирование затрубного и трубного пространств через специально перфорированные отверстия в 114-мм бурильных трубах на глубине 406–408 м. Газопроявление прекратилось. Во избежание прострела 219-мм промежуточной колонны перфорацию 114-мм бурильных труб производили специальным методом под руководством работников Раменского отделения ВНИИГеофизика.

Причина газопроявления аналогична причине на скв. 2 месторождения Памук.

Скв. 12 месторождения Карактай. Проектная конструкция: 508-мм направление глубиной 5 м, 299-мм кондуктор глубиной до 255 м с подъемом цементного раствора до устья, 219-мм промежуточная колонна глубиной до 920 м с подъемом цементного раствора до устья и эксплуатационная 146-мм колонна глубиной до 1200 м. Проектная глубина скважины 1200 м (XV нефтяной горизонт).

Во время бурения при забое 935,5 м был вскрыт XV горизонт (нефтяной пласт) с использованием бурового раствора плотностью $1,3\text{--}1,31 \text{ г/см}^3$ вместо $1,2\text{--}1,22 \text{ г/см}^3$, как предусматривалось геолого-техническим нарядом. В результате этого нарушения произошло поглощение бурового раствора с последующим выбросом, перешедшим в открытое фонтанирование струей нефти и газа. Удалось закрыть превенторы и через 35 ч после начала фонтанирования задавить скважину буровым раствором с последующим цементированием затрубного пространства быстросхватывающейся смесью (45 т цемента и 15 т алебаstra).

Причиной нефтегазового фонтана явилось преждевременное вскрытие хорошо проницаемого XV горизонта. В результате слабого геологического контроля, в частности при достижении глубин скважины 600 до 920 м, не были проведены геофизические работы, а следовательно, не был уточнен геологический разрез скважины. Промежуточная 219-мм колонна не была спущена для перекрытия вышележащих газовых горизонтов (XI, XII, XIII), для прохождения которых требовалось применение бурового раствора плотностью $1,3\text{--}1,31 \text{ г/см}^3$.

Скв. 1 месторождения Зеварды. Во время бурения при забое скважины 2200 м в соленосных отложениях верхней юры произошел выброс бурового раствора плотностью $1,34\text{--}1,38 \text{ г/см}^3$, перешедший в открытое фонтанирование высокоминерализованным рассолом-рапой плотностью $1,29 \text{ г/см}^3$ (температура рапы на поверхности 96°). Начальный дебит фонтана более $6000 \text{ м}^3/\text{сут}$, пластовое давление в залежи рапы $99,6 \text{ МПа}$ (градиент пластового давления $0,0173 \text{ МПа/м}$).

Причина открытого выброса – вскрытие в соленосных отложениях верхней юры пластов с аномально высоким давлением, которое не было предусмотрено геолого-техническим нарядом.

В течение 15 сут в скважине образовалась соляная пробка, и фонтанирование самопроизвольно прекратилось.

Скважина была ликвидирована.

Аналогичный фонтан был на скв. 1 Нишан (глубина 2786 м), где открытое фонтанирование прекратилось самопроизвольно в течение 5 сут в результате образования соляной пробки. Начальный дебит составил 6050 м³/сут, температура рапы на поверхности 110 °С, плотность 1,29 г/см³, пластовое давление 48,3 МПа (градиент пластового давления 0,0180 МПа/м).

Причина открытого фонтана – также неизученность геологического разреза, вскрытие залежи с использованием бурового раствора меньшей плотности.

Такие же фонтаны рапы происходили и на разведочных площадях Восточной Туркмении (скв. 4 Керки-Даг, скв. 1 Сакар, скв. 7 Саман-Тепе, скв. 1 Байрам-Али, скв. 1 Сундукли и др.).

•

7.3. ФОНТАН НА СКВ. 11 УРТАБУЛАК (УЗБЕКИСТАН)

Известно несколько чудовищных фонтанов, таких как на скв. 5 Анастасиевская, 265 Кудако-Киевская (Краснодарский край), 231 Кум-Даг (Туркмения), 108 Газли, 2 Памук, 1 Кулбак, 12 Карактай и др., 11 Уртабулак (Узбекистан), 9 Хаян-Корт (б. ПО “Грознефть”), 53 Нефтяные Камни (Азербайджан) и многие другие, происшедших в процессе бурения, когда разбушевавшаяся стихия создавала в кратерах целые озера, сносила в море платформы, проваливались вышки, гибли люди.

Среди скважин, в процессе бурения которых возникли газовые фонтаны [236], особое место занимает скв. 11 Уртабулак (Узбекистан).

Разведочную скв. 11 Уртабулак закладывали с проектной глубиной 3550 м. Проектные и фактические данные конструкции и разреза скважины приведены на рис. 7.10 и ниже.

Конструкция скважины

Колонна.....	Направление	Кондуктор	Промежуточная	Эксплуатационная
Диаметр колонны, мм..	527/527	325/325	219/219	146/–
Глубина спуска, мм.....	5/5	260/132	2560/2370	3550/–

Примечание. В числителе – проектная конструкция, в знаменателе – фактическая.

Кондуктор до проекта не доведен вследствие прихвата на глубине 132 м. Скважина была оборудована двумя превенторами ППМ-12" с плашками под бурильные трубы диаметром 141 мм. Бурение велось долотами № 12 при плотности бурового раствора 1,30–1,32 г/см³. В связи с тем, что толщина соляно-ангидритовых отложений оказалась значительно меньше предполагаемой, спустили промежуточную колонну диаметром 219 мм на глубину 2370 м. Цементный раствор был поднят до глубины 1445 м. Устье скважины было оборудовано колонной головкой 12³/₄"×8⁵/₈" на давление 35 МПа и двумя превенторами ЖП2-12" румынского производства на рабочее давление 21 МПа. Верхний превентор был оборудован глухими плашками, нижний –

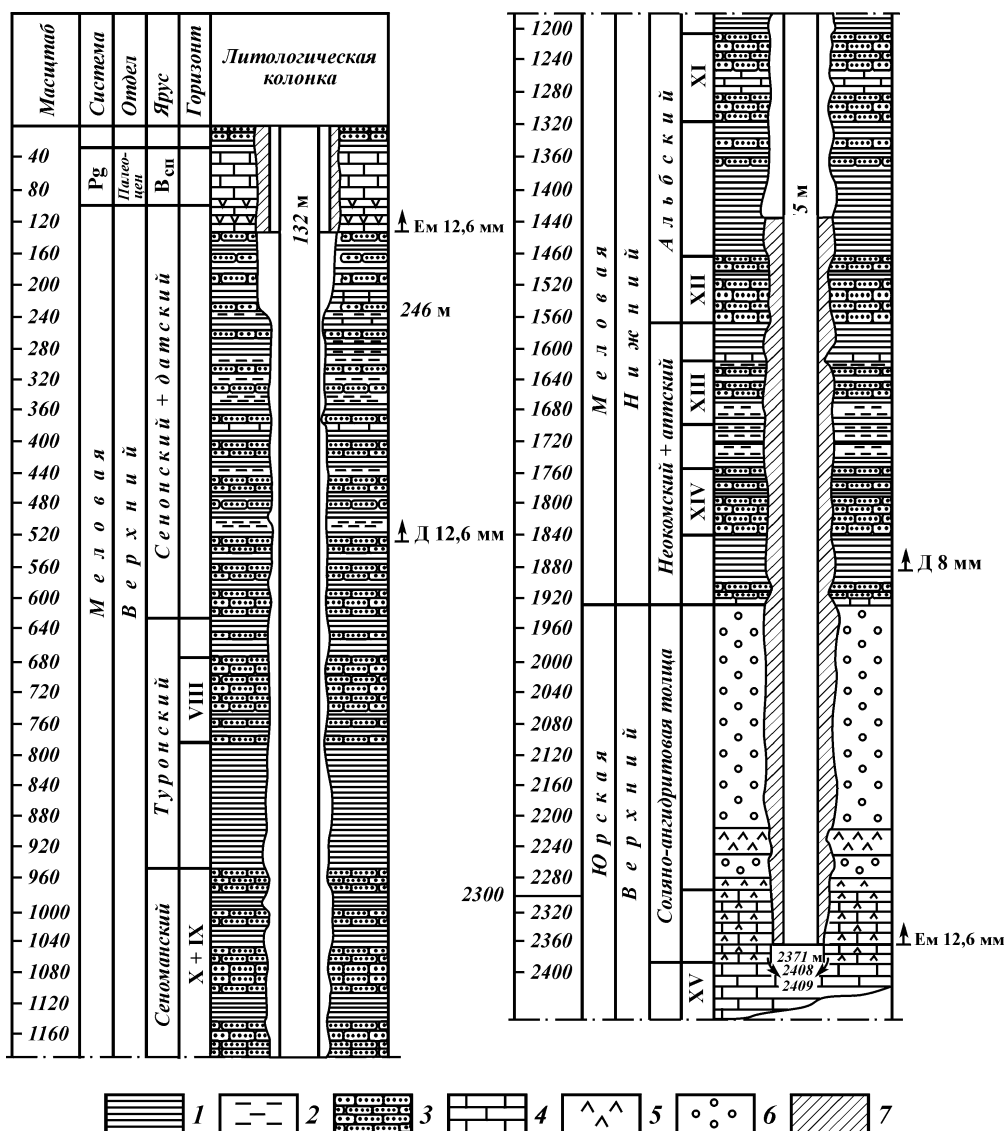


Рис. 7.10. Проектный разрез и конструкция скв. 11 Уртабулак:
1 – глина; 2 – алевролит; 3 – песчаник; 4 – известняк; 5 – ангидрит; 6 – каменная соль; 7 – цемент

плашками под бурильный инструмент диаметром 114 мм. Один отвод колонной головки был оборудован задвижкой, второй – глухим фланцем.

При проведении работ, как позже выяснится, были допущены отступления от правил проводки газовых скважин, приведшие к возникновению открытого фонтанирования:

1) неожиданное вскрытие XV продуктивного горизонта вследствие отсутствия геологического контроля за проходимыми породами;

2) перед спуском колонны геофизические работы были выполнены час-

тично, замеры кривизны – только до глубины 130 м, положение ствола в пространстве осталось неизвестным;

3) перед спуском обсадной колонны диаметром 219 мм трубы не опрессовывались, а резьбы смазывались суриком на олифе;

4) колонна была зацементирована только до глубины 925 м;

5) устьевое оборудование после обвязки опрессовывалось на давление 8 МПа, а по проекту должно было опрессовываться на давление 28–30 МПа;

6) к вскрытию продуктивного горизонта не было необходимого запаса бурового раствора;

7) в скважине был буровой раствор, загрязненный цементным; плотность его была занижена.

После спуска турбобура с долотом № 8 в скважину и навинчивания ведущей трубы начался перелив бурового раствора из скважины, пришедший в выброс.

Превентор не был закрыт. Пока пытались закрыть превентор, поток жидкости настолько вырос, что стал выталкивать из скважины турбобур. Под напором потока корпус турбобура был сдвинут вверх до упора долота в незакрытые плашки верхнего превентора. Выходящий из скважины газ загорелся. Через 15–20 мин после начала выброса скважина перешла на свободное фонтанирование газом. Все наземное оборудование было объято пламенем. Горящий факел фонтана имел диаметр пламени 25–30 м при высоте 35–45 м. Устье скважины сохранилось, превенторы остались на месте. Все наземное оборудование было деформировано. Бурильный инструмент, находясь в огненной струе, начал плавиться. Оборудование растащили тракторами, защищая рабочих стеной воды. Из 57-мм орудия 56 выстрелами были сбиты оба превентора, промежуточный тройник и половина нижней крестовины. Факел стал компактным. Высота пламени достигла 105 м.

Для тушения пожара с помощью взрывчатых веществ (ВВ) было пробурено 12 водяных скважин на бухарский ярус глубиной 80–100 м для снабжения глинозавода водой. Водяные скважины были обвязаны воздухопроводами с компрессорных станций и водопроводами; построено два земляных амбара для технической воды объемом 18 000 м³, центральный водосборник, два блока емкостей; смонтирован глинозавод с четырьмя насосами У8-3, очистительной системой, металлическими емкостями на 800 м³, глиномешалкой, гидромешалкой; проложена сеть водопроводных труб из 219-мм обсадных труб, 114-мм и 146-мм бурильных труб для подачи воды из земляных амбаров к скважине; сооружена специальная тележка для транспортирования ВВ на стреле, подведена к устью скважины рельсовая дорога.

Первым взрывом (350 кг аммонита) пламя сбить не удалось. Второй взрыв (50 кг тротила и 450 кг аммонита) сбил пламя. Газ с содержанием сернистых соединений стал выходить и представлял угрозу для жизни. Пришлось применять кислородно-изолирующие приборы и омедненные инструменты.

После снятия поврежденного фланца установили арматуру. Замерили давление на ее верхнем отводе; оно оказалось равным 0,7 МПа. Все девять отводов арматуры были выведены 146-мм бурильными трубами на расстояние 150 м от устья скважины.

Принудительно спускали с помощью хомутов и специальной оснастки (рис. 7.11) 89-мм насосно-компрессорные трубы. После спуска третьей трубы отметили пропуски в резьбовых соединениях. Перешли к спуску (расточили

Рис. 7.11. Схема оснастки для принудительного спуска 89-мм насосно-компрессорных труб:

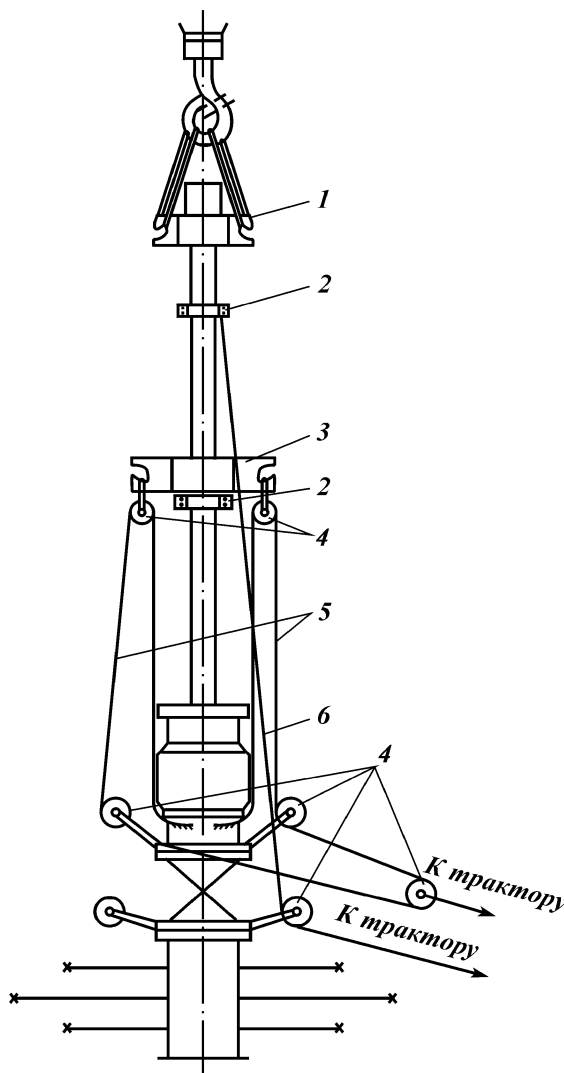
1 – элеватор; 2 – хомуты; 3 – перевернутый элеватор; 4 – блокочки однороличные; 5, 6 – канаты диаметрами 18 и 28 мм соответственно

внутреннюю высадку) 89-мм бурильных труб. Однако более 3 м труб продвинуть в скважину не удалось при усилии 420 кН.

Проведенные замеры дебита газа (трубкой Пито и методом бокового давления) показали, что дебит скважины составлял 10–13 млн м³/сут. Это дало основание отказаться от задавки труб в скважину. На устье скважины дополнительно установили превентор диаметром 8" с глухими плашками. После извлечения насосно-компрессорных труб из скважины свободным выбросом, что и было выполнено после трудоемких подготовительных работ, приступили к спуску пакерующего устройства, однако после спуска 7 м компоновки усилились пропуски газа через УБТ, перешедшие в течение нескольких минут в открытое фонтанирование. Приподняли УБТ, закрыли 10-дюймовую задвижку (не полностью). Скважина перешла на открытое фонтанирование через УБТ; пакер сломался.

Возник пожар, однако не столь мощный, как прежде. Его потушили. В один из отводов устьевого арматуры закачали тампон, состоящий из алюминиевых шаров и мягкой ветоши, чем загерметизировали 10-дюймовую задвижку.

В процессе спуска (в третий раз) для задавливания скважины и ликвидации негерметичности устьевого оборудования замеренный дебит газа снизился с 13 до 8 млн. м³/сут при росте дебита газа из заколонного пространства и увеличении давления в последнем с 4,3 до 5,1 МПа. Это свидетельствовало о пропусках газа через 219-мм колонну, и значительное количество газа стало уходить в другие коллекторы, в частности в известняки Бухарского яруса. Начались грифоны. Зафонтанировали водой с сероводородом водяные скважины; начали проявлять себя ранее пробуренные структурные скважины, образовались многочисленные грифоны вдоль разрывного нарушения к северу от фонтанирующей скв. 11 на расстоянии 1 км. Вскоре об-



щее число грифонов превысило 100. Некоторые из них приняли очертания кратеров диаметром до 10 м и фонтанировали на высоту 10–15 м. Резко возросла загазованность территории.

Учитывая возможность дальнейшего расширения грифонообразования, создания угрозы потери большой площади и увеличения загазованности территории, с помощью ВВ ликвидировали оборудование устья, и газ получил свободный выход; спущенные в скважину трубы были выброшены из скважины после ликвидации с помощью артобстрела оставшейся части арматуры. По истечении нескольких дней свободного фонтанирования интенсивность действия грифонов и фонтанирующих водяных скважин снизилась, и вскоре грифонообразования прекратились.

Основной причиной неудачных работ по глушению фонтана с помощью принудительного спуска труб являлся неожиданно высокий в истории газовой промышленности страны дебит газа.

Наряду с этим одна из причин безуспешности закачки жидкости под давлением – неудачная конструкция скважины, ее непригодность в условиях больших нагрузок. Большое содержание сероводорода и углекислого газа повлияло и на спускаемые в скважину трубы и на целостность промежуточной колонны.

Было решено (по новой программе) закачивать жидкость в аварийный (фонтанирующий) ствол через специально пробуренные наклонно направленные скважины. Их пробурили четыре (потом их стало больше) – к зоне забоя фонтанирующей скважины; или пресечь ими ствол в кровле газового горизонта, чтобы осуществить гидроразрыв и закачку жидкости для глушения фонтана.

Из-за отсутствия данных о кривизне и отклонении фонтанирующей скв. 11 были проанализированы данные по всем пробуренным в этом районе скважинам; с их помощью, а также учитывая будущую закономерность искривления скважин было выбрано наиболее вероятное направление искривления ствола скв. 11.

Наклонные скв. 10, 15 и 16 решили направить в предполагаемую призабойную зону, в круг радиусом 45 м. Размещение забоев показано на рис. 7.12.

В проекте бурения наклонных скважин предусматривалось следующее:

а) ствол разведочной скв. 10, имеющей забой на глубине 350 м, направить на 25 м к северу от горизонтальной проекции устья скв. 11;

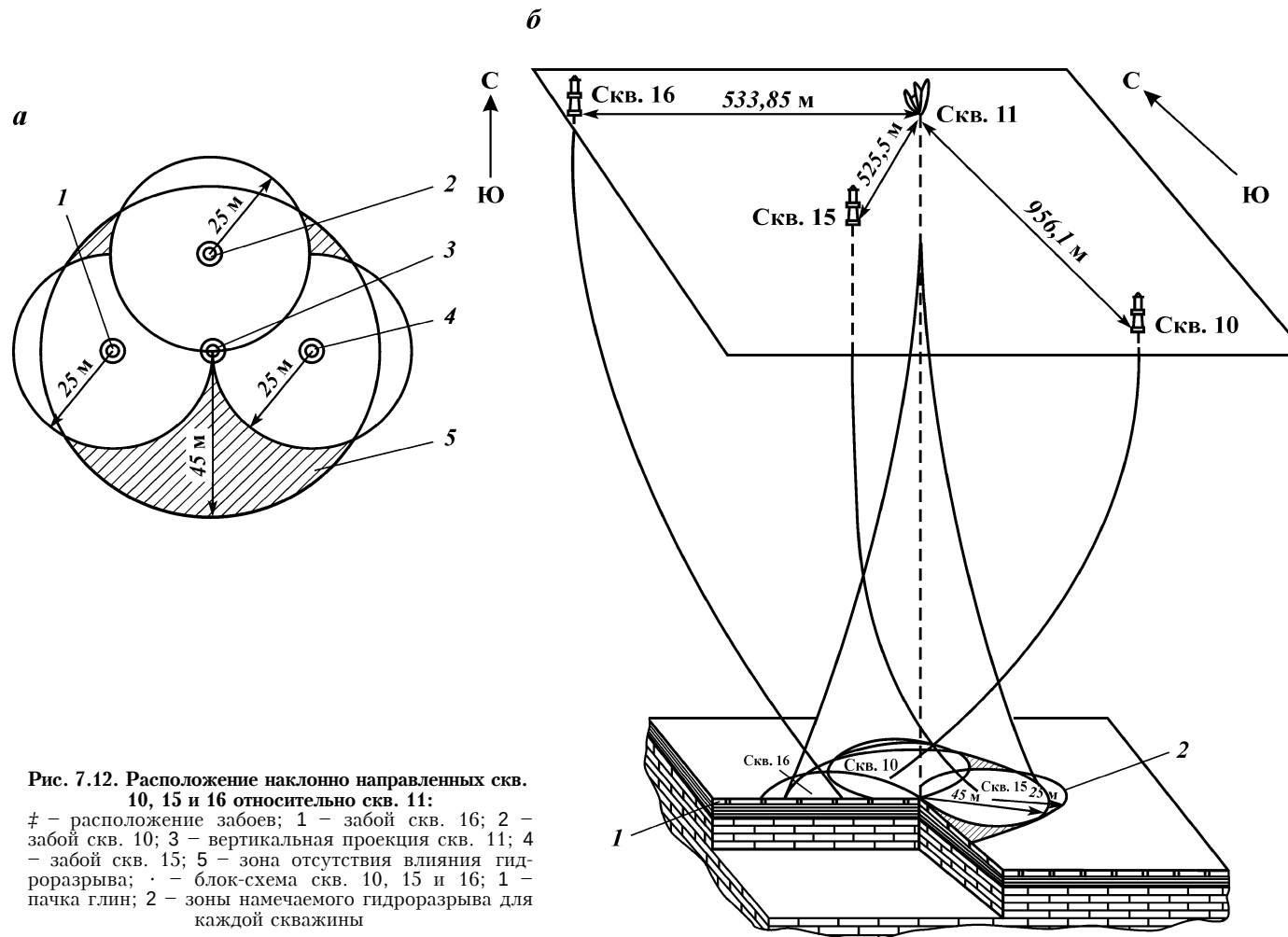
б) устье наклонной скв. 15 разместить на расстоянии 500 м от устья скв. 11 на юго-запад, и ствол направить в точку, отстоящую на 25 м к востоку от горизонтальной проекции устья скв. 11;

в) устье наклонной скв. 16 заложить на расстоянии 500 м от устья скв. 11 на запад, и ствол направить в точку, отстоящую на 25 м к западу от горизонтальной проекции скв. 11;

г) принять трехколонную конструкцию скважин: кондуктор диаметром 325 мм до глубины 350–500 м; промежуточная 219-мм колонна до кровли нижних ангидритов с углублением в них на 10 м и подъемом цемента до устья; 146-мм эксплуатационная колонна, спускаемая в нижние ангидриты с установкой башмака на 5 м выше подстилающих глин, цементируется до устья.

При проектировании приняты следующие исходные данные:

по скв. 10 – азимут $359^{\circ}18'$, отклонение забоя от вертикали 981 м, глубина по вертикали 2461 м;



по скв. 15 – азимут $32^{\circ}21'$, отклонение забоя от вертикали 494 м, глубина по вертикали 2428 м;

по скв. 16 – азимут $91^{\circ}40'$, отклонение забоя от вертикали 537 м, глубина по вертикали 2414 м.

Технические условия проходки наклонно направленных скважин 10, 15, 16

1. Бурение скв. 10, 15 и 16 до спуска 219-мм колонны вести с использованием бурового раствора плотностью $1,30\text{--}1,32\text{ г/см}^3$ с вязкостью не более 25–30 с.

2. Кривизну и азимут в процессе бурения замерять на участках набора кривизны через 25 м проходки с интервалами 5 м, а на прямолинейных участках – через 50 м с интервалами 10 м. Замеры производить трехкратно.

3. Бурение под колонну диаметром 146 мм производить на 114-мм трубах равнопроходного сечения (для ведения геофизических работ через бурильные трубы).

4. Для предотвращения образования каверны в солевых отложениях перед их вскрытием необходимо бурить с использованием буровых растворов, насыщенных солью.

5. Углублять скважины после достижения кровли соляных отложений и особенно после спуска и цементирования 219-мм колонны необходимо при выполнении следующих подготовительных мер:

а) заготовки 2600 м^3 утяжеленного бурового раствора плотностью $1,6\text{--}1,65\text{ г/см}^3$, в том числе в запасных емкостях на скв. 10, 15 и 16 по 400 м^3 и на глинозаводе 1400 м^3 , а также создания запаса воды в водоеме не менее 15 тыс. м^3 ;

б) установки и обвязки (не менее 10) цементировочных агрегатов;

в) повторной опрессовки всех нагревательных линий на давление не менее 25 МПа.

6. Наклонные скважины бурить при наличии обратного клапана на бурильных трубах.

7. Бурение ниже башмака 219-мм колонны вести с использованием раствора плотностью $1,3\text{--}1,32\text{ г/см}^3$ с водоотдачей $8\text{--}10\text{ см}^3$ за 30 мин и вязкостью 50–55 с по СПВ-5.

8. При приближении к глинистой пачке, в которой намечен гидравлический разрыв пласта, нагрузку на долото уменьшить до 30–40 кН, а промывку повысить до максимальной.

9. Перед спуском 146-мм эксплуатационной колонны заменить 114-мм плашки верхнего превентора диаметром 8" на плашки под 146-мм колонну и подготовить устьевое оборудование к задавке возможных газопроявлений через межтрубное пространство. Цементировать эксплуатационную колонну без разделяющей пробки.

10. Установить башмак эксплуатационной колонны на 5 м выше кровли глинистого пропластка, залегающего между продуктивным XV горизонтом и нижней пачкой ангидритов, уточнив предварительно ее глубину по результатам каротажа.

11. В случае преждевременного соединения наклонного ствола какой-либо буровой со скв. 11 буровая бригада обязана:

а) немедленно закрыть превентор;

б) привести в рабочее состояние все буровые насосы.

Профили наклонно направленных скважин были рассчитаны согласно техническим условиям проводки скважин по инструкции ВНИИБТ. Профили скважин рассчитывали по плоскости и в пространстве (расчеты не приводятся). В процессе проводки наклонно направленных скв. 10 и 16 выяснилось, что в скв. 11 продуктивный горизонт вскрыт на глубине 2300 м и башмак 219-мм промежуточной колонны находился на 70 м ниже кровли продуктивного XV горизонта. Поэтому технические условия и задачи наклонно направленных скважин были несколько изменены, в частности, башмаки 219-мм промежуточных колонн в скв. 10 и 16 предусмотрели спускать в среднюю пачку ангидритов, а в скв. 15 и 17 – в неоком-аптские отложения нижнего мела (до кровли соленосных отложений).

Цель бурения:

а) по скв. 10 и 16 – опробование продуктивного XV горизонта, закачка воды для барьерного заводнения;

б) по скв. 15 и 17 – поиски аварийного ствола в соленосных отложениях с помощью поисковых стволов, определение местонахождения фонтанирующего ствола специальными геофизическими методами, максимальное приближение к аварийному стволу, размыв солей, образование каверны, соединение с фонтанирующей скважиной и глушение ее путем закачки жидкости согласно ранее принятым техническим условиям.

Конструкции наклонно направленных скважин подбирались с таким расчетом, чтобы предотвратить выброс при неожиданном вскрытии продуктивного XV горизонта и задавить скважину “в лоб” (при неожиданном вскрытии). В связи с этим 219-мм промежуточные колонны рассчитывались на внутреннее давление, равное пластовому. На соответствующее давление была также подобрана устьевая арматура.

Наиболее сложная конструкция была выбрана для скв. 10, как наиболее отдаленной от скв. 11.

Технология бурения и крепление наклонно направленных скважин своеобразны и представляют значительный интерес.

На рис. 7.13 показана схема расположения наклонно направленных скв. 1, 2, 10, 15, 16 и 17.

Основные проектные и фактические данные о пробуренных наклонно направленных скважинах и их поисковых стволов приведены в табл. 7.11.

Для примера приведем технологию бурения скважин 10 и 16.

Профиль скважин состоял из четырех участков: вертикального, набора кривизны, прямолинейно-наклонного и уменьшения кривизны.

Бурение скв. 10 начинали долотом № 18. После спуска 325-мм кондуктора бурение продолжали долотом № 12 и турбобурами Т12МЗ-9.

Проектный радиус искривления при бурении участка набора кривизны составлял 573 м, т.е. интенсивность набора кривизны была 1° на 10 м. Такой радиус искривления был принят с учетом большой глубины спуска 219-мм промежуточной колонны для уменьшения сил трения при спускоподъемных операциях, уменьшения опасности образования желобов при бурении под эту колонну и уменьшения изгибающих сил на муфтовое соединение обсадных труб.

Компоновка низа бурильной колонны при наборе кривизны в обеих скважинах применялась следующая: долото, укороченный 9" турбобур длиной 6 м, кривой переводник 1,5°, УБТ длиной 10–12 м, 146-мм бурильные трубы с приваренными замками (ТБП). Такая компоновка низа позволила получить интенсивность набора угла наклона 1–1,5°, что соответствовало проекту, за

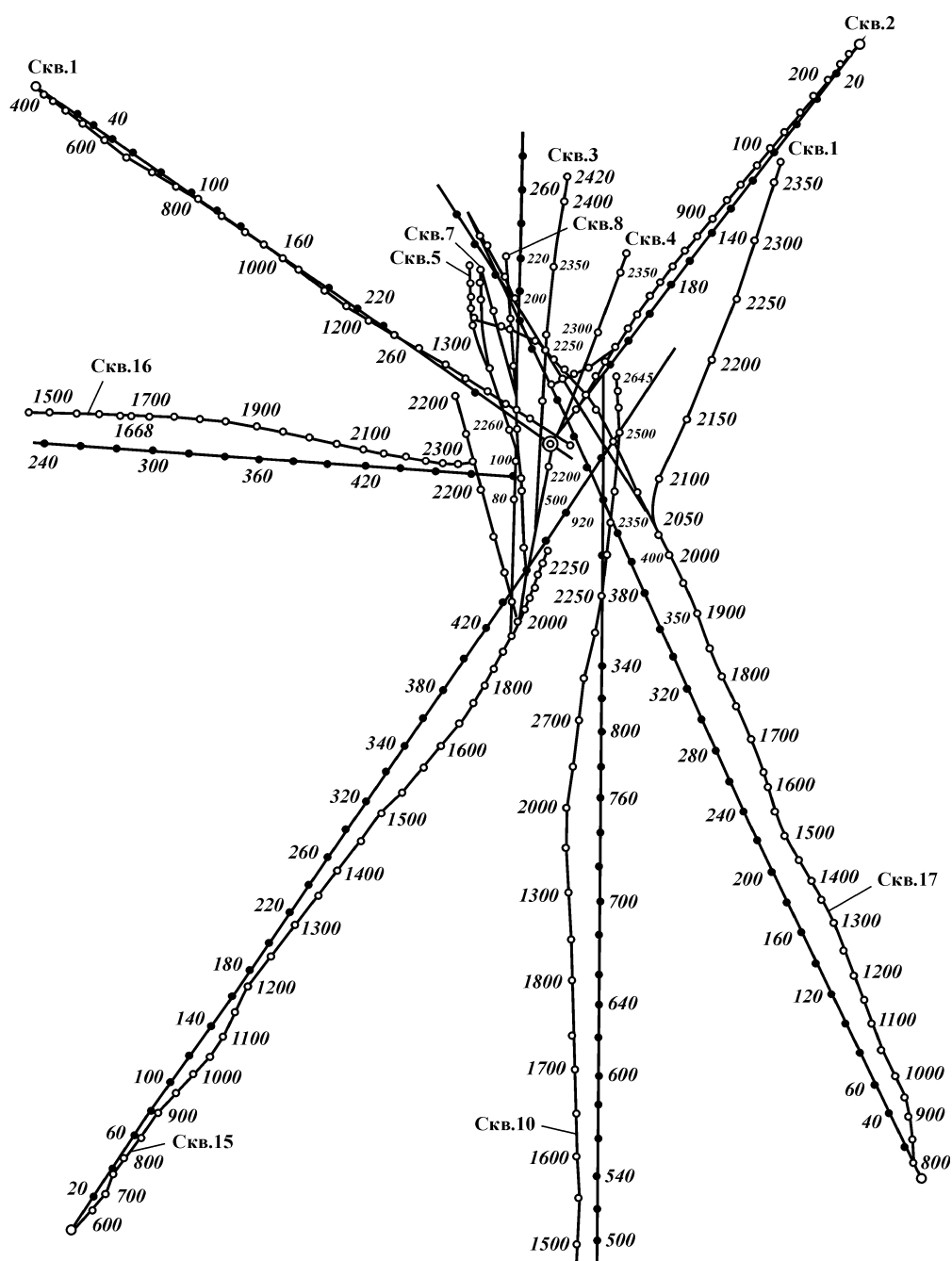


Рис. 7.13. Схема расположения наклонно направленных скв. 1, 2, 10, 15, 16 и 17 в районе фонтанирующей скв. 11 (по состоянию на 1/IX 1966 г.)

Таблица 7.11

Основные проектные и фактические данные скважин

Номер скважины	Номер ствола	Забой скважины, м	Глубина спуска, м						Максимальный угол искривления	Отход по горизон-тали, м
			325-мм кондуктора		219-мм промежуточной колонны		146-мм эксплуатационной колонны			
			проектная	фактическая	проектная	фактическая	проектная	фактическая		
10		2646	340	341	2600	2521	2685	—	37°00'	1005
16		2503	500	481	2400	2343	2480	2498	20°45'	507
15	1	2325	500	500	2400	1828	2500	—	26°45'	470
	2	2346	—	—	—	—	—	—	41°30'	570
	3	2423	—	—	—	—	—	—	53°00'	698
	4	2378	—	—	—	—	—	—	57°00'	665
	5	2392	—	—	—	—	—	—	48°00'	650
	6	2364	—	—	—	—	—	—	59°45'	635
	7	2388	—	—	—	—	—	—	46°30'	645
	8	2396	—	—	—	—	—	—	52°30'	652
17	1	2371	750	496	2310	1881	2840	—	52°30'	639
	2	2358	—	—	—	—	—	—	51°00'	613
	3	2336	—	—	—	—	—	—	47°30'	578

Примечания. 1. Столвы скважин показаны на рис. 7.13. 2. Для скв. 17 наибольший угол искривления до спуска 219-мм колонны 25°30'.

Примечания. 1. Стволы скважин показаны на рис. 7.13. 2. Для скв. 17 наибольший угол искривления до спуска 219-мм колонны 25°30'.

исключением интервалов 475–500, 545–655, 670–700 и 795–245 м по скв. 10. Участки набора угла наклона бурили при подаче двух насосов 55–58 л/с и давлении на стояке 10–11 МПа и максимально возможных нагрузках на долото – от 160 до 220 кН. Механическая скорость бурения составляла 25–26 м/ч.

Бурение вели с использованием бурового раствора со следующими параметрами: плотность 1,3–1,32 г/см³, вязкость 35–40 с по СПВ-5, водоотдача 6–8 см³ за 30 мин.

Первоначально инструмент на кривом переводнике спускали путем сборки его по одной трубе, а ориентировали кривой переводник по крестовым меткам, нанесенным на каждую трубу в одной плоскости. При последующих рейсах бурильную колонну ориентировали относительно искривления скважины при помощи аппарата Шаньгина – Кулигина. При бурении компоновки с кривым переводником на участке набора кривизны угол на компенсацию закручивания бурильных труб от реактивного момента турбобура составлял 2,5–3° на 100 м при указанных ранее параметрах бурения.

Для стабилизации угла и азимута был предложен стабилизатор, представляющий собой кольцевую накладку на корпус турбобура. Первоначально параметры стабилизатора угла и азимута были следующими: наружный и внутренний диаметры 255 и 235 мм соответственно, длина 100–150 мм. Стабилизатор устанавливали по центру тяжести турбобура. Затем наружный диаметр и длина применяемых стабилизаторов были увеличены до 275 и 350 мм соответственно. Увеличение диаметра и длины стабилизатора было обусловлено тем, что геологический разрез скважины в основном представлен глинистыми породами, способствующими интенсивному кавернообразованию. Для увеличения проходного сечения для бурового раствора между стенками скважины и стабилизатором на последнем были сделаны шесть промывочных канавок глубиной 6–7 мм и шириной 35–40 мм. Такая конст-

рукция стабилизаторов практически обеспечила стабилизацию угла наклона и азимута. Интенсивность падения угла составила 1–1,5° на 100 м, изменение азимута 1–2° на 100 м. Компоновка низа бурильной колонны при бурении с увеличенными стабилизаторами была следующая: долото № 12, 227-мм серийный турбобур с установленным на середине турбобура увеличенным стабилизатором, 12–15 м УБТ, 146-мм бурильные трубы.

В процессе проводки прямолинейного наклонного участка приходилось поддерживать направление ствола скважины с отклонениями. Компоновки, применяемые в бурении с отклонениями, были следующие: долото № 12, 227-мм укороченный турбобур длиной 6 м, 10–12 м УБТ, 146-мм и 141-мм бурильные трубы. Интенсивность набора кривизны при бурении с отклонениями составила 1–1,25° на 10 м проходки.

С глубины 1900–2000 м бурить укороченными турбобурами стало затруднительно из-за их малой мощности, в результате чего проходка на долото снизилась в 1,5 раза, а механическая скорость – в 2 раза. Поэтому с глубины 1900–2000 м бурить с отклонениями стали на 227-мм серийных турбобурах.

Компоновка низа бурильного инструмента при бурении 9" серийными турбобурами с отклонителями была следующая: долото № 12, 9" серийный турбобур, кривой переводник 2–2,5°, 10–12 м УБТ, 146-мм или 141-мм бурильные трубы. Бурение с такой компоновкой позволило получить интенсивность искривления 1–1,5° на 10 м проходки, что обеспечило плавность проводки ствола скважины.

При бурении компоновки с отклонителями угол на компенсацию скручивания бурильного инструмента от реактивного момента турбобура составил 1,5–2° и 2,5–3° на 100 м длины инструмента при бурении соответственно укороченными и серийными турбобурами. При бурении на глубине более 1800 м угол на компенсацию был уменьшен почти в 1,5–2 раза, т.е. составил для серийных турбобуров 1,5–2° на 100 м.

Параметры режима бурения при проходке прямолинейного наклонного участка были в среднем по стволу следующие.

Подача насосов, л/с.....	40–50
Давление на насосе, МПа.....	11–11,5
Нагрузка на долото, кН.....	200–220

Бурение вели с использованием бурового раствора со следующими параметрами: плотность 1,36 г/см³; водоотдача 6–8 см³ за 30 мин, вязкость 60–100 с по СПВ-5.

Угол наклона скважины и азимут измеряли инклинометрами ИК-2. Последовательность замера была следующая: сначала измеряли вновь пробуренный интервал, затем с целью проверки этим же инклинометром измеряли следующий интервал. Следующий интервал измеряли другим инклинометром той же марки ИК-2, который перекрывал замер первым инклинометром. В результате этого исключались ошибки в замерах, т.е. каждый интервал получался дважды замеренным двумя различными инклинометрами. Замеры производили через каждые 5 м проходки по всему стволу. В процессе бурения до глубины 1500–1700 м инклинометр имел свободное прохождение по всему стволу.

В результате образования каверн в глинистых пластах после этой глубины приборы пришлось пропускать через открытый конец бурильного инструмента, имеющий на конце специальный переводник-воронку.

При проектировании профилей скв. 10, 16 Уртабулак участок спада кривизны запроектирован при прохождении соляных отложений, т.е. при бурении в солях намечался интенсивный спад кривизны в результате большого кавернообразования и малой крепости пород. До бурения скв. 10 и 16 и опыта проводки наклонно направленных скважин в соляных отложениях не было. Поэтому не знали, как будет работать та или иная компоновка. В связи с этим первые долбления в солях в скв. 10 и 16 были проведены следующими компоновками: долото № 12, серийный 227-мм турбобур с установленным посередине стабилизатором, 14–16 м 6" УБТ, 146-мм или 141-мм бурильные трубы.

В скв. 10 кровля солей находится на глубине 2204 м. По проекту при бурении в солях предусмотрена интенсивность падения кривизны $0,6^\circ$ на 10 м проходки. Первое долбление такой компоновкой в скв. 10 произвели в интервале 2200–2250 м. Исходная кривизна скважины к началу долбления: угол 28° , азимут 8° .

Из замеров инклинометра видно, что при бурении солей со стабилизаторами получали полную стабилизацию угла наклона и азимута. Резкого падения кривизны скважины, как это предполагалось, не происходило. Вторым рейсом в солях в интервале 2250–2300 м по скв. 10 выполнили следующей компоновкой: долото № 12, 227-мм серийный турбобур без стабилизатора, 152-мм УБТ длиной 21 м; 146-мм бурильные трубы.

Интенсивность падения кривизны составила $0,4^\circ$ на 10 м, т.е. с уменьшением угла падает интенсивность падения кривизны. При углах наклона 20° и менее интенсивность падения еще больше снижается.

Кровля солей в скв. 16 находится на глубине 2030 м. По проекту предусмотрена в интервале солей интенсивность падения кривизны $0,3^\circ$ на 10 м. Первый рейс в интервале 2030–2075 м выполнили со следующей компоновкой низа бурильной колонны: долото № 12, 9" серийный турбобур с увеличением стабилизаторов, 21 м УБТ диаметром 152 мм, 141-мм бурильные трубы. Последующие рейсы в интервале 2075–2355 м были произведены со следующей компоновкой низа бурильной колонны: долото № 12, 227-мм серийный турбобур без стабилизатора, 21 м УБТ диаметром 152 мм, 141-мм бурильные трубы.

Из замеров видно, что при бурении со стабилизатором в солевых отложениях кривизна выдерживается стабильно, а при бурении без стабилизатора – падает. Интенсивность падения угла наклона составила $0,2$ – $0,3^\circ$ на 10 м, что соответствовало проекту.

С целью перекрытия верхней пачки соляной толщи мощностью до 300 м на скв. 10 и 16 были спущены 219-мм промежуточные колонны с подъемом цементного раствора до устья. В скв. 10 Уртабулак промежуточную колонну спустили на глубину 2521 м, цемент был поднят за колонной до устья. После разбуривания цемента в колонне и углубления скважины до 2540 м компоновками на прямых переводниках последующие рейсы были с отклонением. В интервале 2540–2572 м располагалась нижняя пачка соляных отложений.

После окончательного пересчета фактического профиля на проектную точку с глубины 2540 м интенсивность спада кривизны составила 3° на 10 м. При первом рейсе в интервале 2544–2553 м компоновка была следующей: долото № 8, укороченный 168-мм турбобур длиной 5 м, кривой переводник 2° , 102-мм УБТ длиной 8 м, 114-мм бурильные трубы. Из-за небольшой мощности укороченного турбобура получили очень низкую механическую скорость ($1,1$ м/ч), т.е. за 8 ч работы долота пробурили 9 м. Угол установки откл-

нителя при бурении составлял 220° по отношению к фактической кривизне скважины; угол с начала рейса был $17^\circ 30'$, азимут – 355° . Компенсацию на реактивный момент задали 40° , в результате получили угол $15^\circ 11'$ и азимут 355° . Из замеров видно, что установка была выбрана правильно.

Уменьшение угла на компенсацию угла закручивания бурильных труб от реактивного момента вызвано большими силами трения бурильного инструмента о колонну (вес бурильного инструмента на крюке во время подъема увеличивался в 2 раза против расчетного).

Последующие рейсы в интервале 2553–2582 м были проведены с использованием серийных 168-мм турбобуров с отклонителями. Использование серийных турбобуров было вызвано малой мощностью укороченных турбобуров, низкими механической скоростью и проходкой на долото. Компоновка при бурении серийными турбобурами с отклонителями была следующая: долото № 8, 168-мм серийный турбобур длиной 9 м, кривой переводник 3° , 114-мм бурильные трубы. Интенсивность спада кривизны составляла $2,5\text{--}3^\circ$ на 10 м, что соответствовало проекту. Компенсация угла на закручивание бурильного инструмента от реактивного момента $30\text{--}40^\circ$, механическая скорость проходки в соляных отложениях $10\text{--}11$ м/ч, в ангидритах $1,3\text{--}1,5$ м/ч, что приближалось к механической скорости при бурении с отклонителями.

При бурении скв. 10 и 16 после спуска промежуточной колонны и вскрытия XV продуктивного горизонта наблюдались катастрофические поглощения бурового раствора; бурильная колонна иногда проваливалась на 0,3–0,4 м и начиналось поглощение.

В скв. 10 на глубине 2591, 2621, 2642 и 2646 м наблюдалась полная потеря циркуляции со снижением уровня раствора до 267–310 м (при плотности $1,34\text{--}1,36$ г/см³). Объем поглощенной жидкости в каждом случае колебался от 60 до 500 м³.

Много раз возникала опасность полного выброса глинистого раствора из скважины.

Газопоказания при промывке скважины доходили до 6000 мкА (до 10 % содержания газа), а плотность бурового раствора падала до $0,9$ г/см³. Промывку осуществляли через отводы при закрытых превенторах.

Поглощения ликвидировали обычными способами (закачкой опилок, шелухи, цементно-бентонитовой смеси на основе солянки).

В целях предотвращения засорения турбобура инертным материалом над турбобуром устанавливали циркуляционный переводник диафрагменного типа. При повышении давления до 15–17 МПа диафрагма лопалась и открывалось отверстие диаметром 35–40 см, через которое закачивали инертные материалы. Однако такие циркуляционные переводники имеют недостатки: диафрагмы могут рваться в процессе бурения и возможны холостые рейсы долота на забой.

Большие глубины, углы искривления, отходы по горизонтали затрудняли крепление обсадными колоннами, особенно 219-мм промежуточными. Основные данные по скважинам приведены в табл. 7.12.

Конструкция низа колонны (скв. 10) не отличалась от обычной и состояла из башмака с чугунной направляющей пробкой, обратного клапана и стоп-кольца.

Особое внимание обращали на подъем колонны после очередного наращивания (поднимали лишь на высоту, позволяющую освободить и снять элеватор). Нагрузки не превышали собственного веса колонны.

Для предотвращения остановок и предупреждения прихвата колонну

Таблица 7.12

Характеристика промежуточной колонны

Номер скважины	Забой, м	Глубина спуска промежуточной колонны, м	Максимальный угол, градус – мин	Отход по горизонтали до башмака 219-мм колонны, м	Характеристика труб			
					Интервал, м		Марка стали	Толщина стенки, мм
					от	до		
10	2535	2521	37–00	980	0	1000	Ем	12,5
15	2321	1828	26–45	400	1000	1250	Д	12,5
					1250	1900	Ем	11,0
					1900	2521	Ем	12,5
					0	623	Ем	12,5
					623	936	Ем	11,0
16	2355	2343	20–45	491	936	1382	Ем	9,5
					1382	1428	Ем	11,0
					1428	1828	Ем	12,5
					0	522	Ем	12,5
					522	620	Д	12,5
17	1881	1849	25–30	335	620	644	Ем	12,5
					644	1402	Ем	9,5
					1402	2342	Ем	12,5
					0	11	Ем	12,5
					11	1849	Р-110	11,43

доливали глинистым раствором (через каждые 100 м) с помощью цементировочного агрегата и специального шланга, подвешенного на талевом блоке.

Во время долива колонну медленно опускали в скважину.

В скв. 16 при достижении глубины 2503 м (по стволу) была спущена на 2498 м 140-мм эксплуатационная колонна стали марки Р-110 с толщиной стенки 7,72 мм. Только одна верхняя труба (146×12 мм) стали марки Ем была спущена для установки соответствующей колонной головки.

Трубы импортного производства (ФРГ) опрессовывали на заводе на 68,2 МПа, а перед спуском – на 30 МПа.

Колонна в нижней части через каждые 11–12 м имела центрирующие фонари грозненского типа.

Колонну спустили без особых осложнений. Для резки ствола ниже башмака 219-мм промежуточной колонны было принято решение эксплуатационную колонну зацементировать только в нижней части и цементный раствор поднять за колонной на 100 м.

Согласно подсчетам закачали 4 м³ цементного раствора. Фактически цемент подняли за колонной на 139 м, чем была ликвидирована возможность свободного забуривания. Это произошло из-за того, что не удалось полностью вытеснить буровой раствор цементным и фактически коэффициент вытеснения составлял 0,57.

В цементировании приняли участие восемь цементированных агрегатов, продавливание раствора вели со скоростью 2 м/с. После ОЗЦ и определения высоты подъема цемента устье скважины оборудовали колонной головкой 210×350 мм румынского производства; натяжение колонны при посадке на клинья превышало на 20 кН вес незацементированной части. Позже была установлена фонтанная арматура.

Проводкой наклонно направленных скважин было решено много раз-

личных технологических вопросов по фонтанирующей скважине и месторождению в целом, кроме основной задачи – глушение открытого газового фонтана – по ряду объективных причин.

В связи с трудностями поисков ствола фонтанирующей скв. 11 в соленосных отложениях верхней юры существующими методами было принято решение одновременно искать ствол скв. 11 в меловых отложениях. С этой целью решили заложить две специальные наклонно направленные скважины большого диаметра (скв. 1 и 2) с проектными глубинами 1600 м. Через эти скважины в случае приближения их стволов к стволу фонтанирующей скважины предполагалось заглушить фонтан с помощью взрыва специального мощного заряда ВВ. Необходимость взрыва большого количества ВВ в указанных скважинах поставила задачу максимального увеличения их диаметра.

Взрыв намечалось провести только в одной закладываемой скважине, а вторая скважина должна была дублировать первую.

В связи с отсутствием опыта бурения наклонно направленных скважин с большими углами искривления ствола диаметром 445 мм до глубины 1600 м эти скважины было решено заложить в непосредственной близости от устья фонтанирующей скважины. Однако высокая температура вокруг горящего факела (высота его 90–100 м и диаметр 10–15 м) лимитировала степень приближения места заложения скв. 1 и 2 к устью скв. 11.

Исходя из данных измерений температуры и зоны возможного грифообразования скв. 1 заложили на расстоянии 354 м северо-западнее скв. 11, а скв. 2 – на расстоянии 303 м северо-восточнее скв. 11. Для проводки данных скважин смонтировали буровые установки “Уралмаш-5” с дополнительной установкой третьего насоса У8-4.

Скважины намечено было связать после спуска кондукторов системой трубопроводов с общим комплексом коммуникаций остальных буровых и глинозаводом.

Технические условия проводки вновь закладываемых скважин были аналогичны техническим условиям проводки остальных наклонно направленных скважин.

Профили скв. 1 и 2 состояли из участков:

- а) вертикального (0–300 м);
- б) набора кривизны (300–600 м);
- в) прямолинейно-наклонного с незначительным падением угла ($2^{\circ}30'$).

Конструкция скважины предусматривала только спуск 478-мм кондуктора на глубину 200 м для перекрытия части рыхлых сенонских песков. Спуск промежуточных колонн из-за большого диаметра скважины не предусматривался. Сква. 1 и 2 проектировали закончить диаметром 445 мм (табл. 7.13).

В связи с отсутствием в мировой практике опыта бурения наклонно направленных скважин большого диаметра приняли решение бурить эти скважины пилот-стволами с последующим расширением до необходимого диаметра.

Кроме того, принятие такого решения обуславливалось отсутствием данных о перетоках газа по стволу фонтанирующей скважины в вышележащие меловые отложения, возможностью прямого попадания в ствол скв. 11 и отсутствием надежной противовыбросовой арматуры больших диаметров.

В процессе бурения скв. 1 и 2 также намечался контроль за приближением к аварийному стволу с помощью специальных геофизических методов.

Особенная, очень сложная, технология проводки скв. 1 и 2 также по-

Таблица 7.13
Конструкции скв. 1 и 2

Номер скважины	Кондуктор		Диаметр долота, мм	Диаметр пилот-ствола, мм	Забой скважины, м	Наибольший угол искривления, градус – мин	Отход по горизонтали, м	Примечание
	Диаметр, мм	Глубина, м						
1	478	197	600	269	1655	19–30	365	Ствол расширен расширителями РШП-445 до 1550 м
2 (1-й ствол)	478	202	650	269	1500	16–00	270	Ствол расширен расширителями РШП-445 до 1183 м
2 (2-й ствол)	478	202	650	269	1570	16–00	268	–

требовала применения буровых растворов повышенного качества и лучшей очистки их.

С этой целью в скв. 1 наряду с имеющимися очистительными устройствами была смонтирована гидроциклонная установка. Буровой раствор обрабатывался КМЦ, УЩР и в целях увеличения устойчивости стенок скважин – госиполовой смолой, растворенной на дизельном топливе в соотношении 1:1.

Введение смолы способствовало улучшению состояния стенок скважины, предупреждению обвалов, затяжек бурильного инструмента. Благодаря этому каверны и небольшие уступы были образованы только в нижней части ствола скв. 1.

Параметры раствора при бурении и расширении в скважинах колебались в следующих пределах: плотность 1,32–1,34 г/см³; вязкость 40–65 с; водоотдача 4 – 10 см³ за 30 мин; толщина корки 1–1,5 мм; $\text{CHC}_{1/10} = 6,0/8,0$ Па.

Затяжных аварий как в процессе бурения пилот-стволов, так и в процессе их расширения в скважинах не наблюдалось, но в скв. 1 в процессе расширения произошли три аварии с расширителями РШП-445.

По сумме примененных геофизических методов удалось практически безошибочно определить пространственное положение ствола фонтанирующей скв. 11 на всем протяжении и ликвидировать фонтан (рис. 7.14). Результаты совместной интерпретации специальных геофизических методов показаны на рис. 7.14.

После успешного взрыва в скв. 1 и в скв. 2 проводились заключительные работы с целью предотвращения возобновления работы открытого газового фонтана в обсаженном, но незацементированном стволе.

Заключительные работы предусматривали спуск в скв. 11 114-мм бурильных труб на максимально возможную глубину и закачку в трубное и затрубное пространство 219-мм промежуточной колонны цементного раствора для полной герметизации скважины.

Кратер скважины был сухой, размеры его 10×15 м, фактическая глубина кратера предположительно 30–40 м. Исходя из этого были подготовлены 325-мм обсадные трубы небольшой длины (2,5–3 м) для обеспечения спуска их в кратер с помощью автокрана.

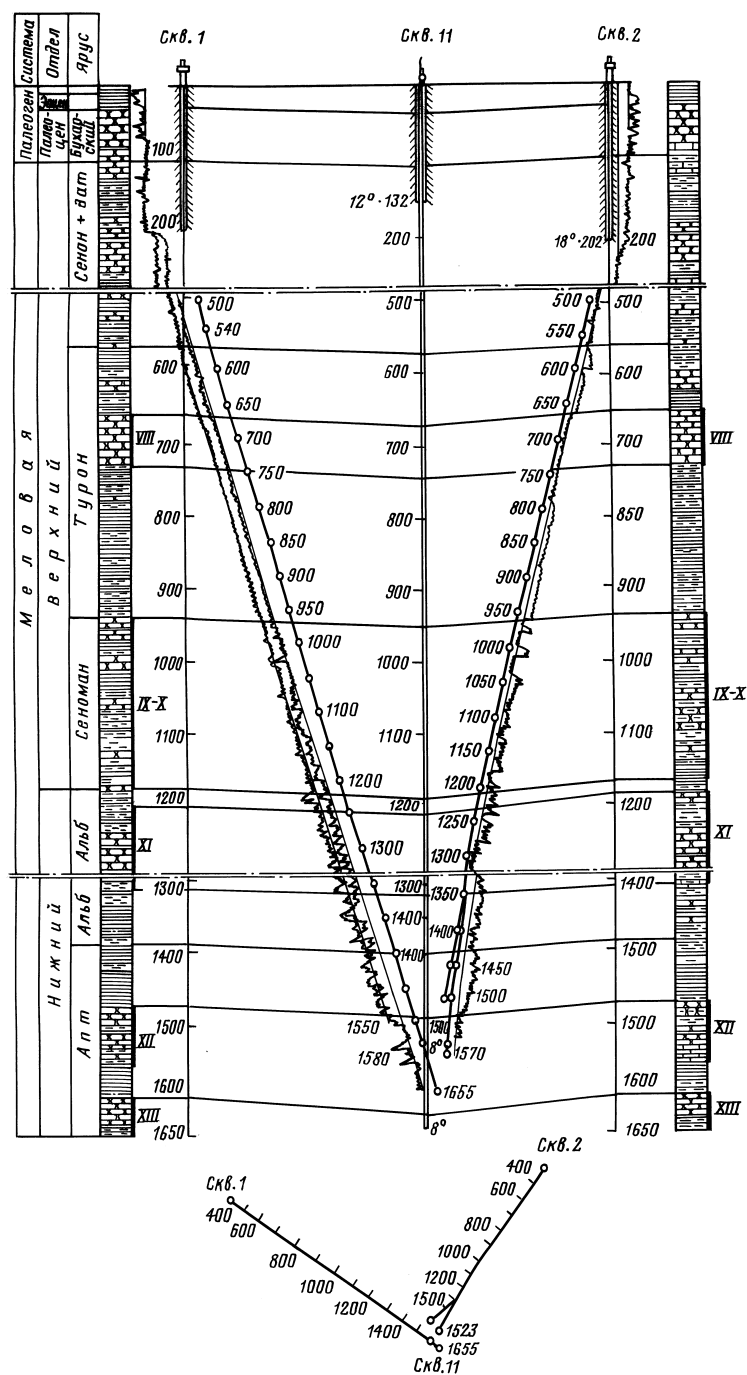


Рис. 7.14. Профили наклонно направленных скважин большого диаметра

Одним из основных мероприятий по успешному проведению заключительных работ после взрыва и прекращения доступа газа явилось предотвращение смятия пустой 219-мм промежуточной колонны выше места взрыва.

Для этой цели от емкостей, установленных около скв. 16, был проложен трубопровод диаметром 219 мм.

Сразу же после прекращения поступления газа была открыта задвижка на трубопроводе от скв. 16 и 50 м³ бурового раствора плотностью 1,55–1,6 г/см³ из емкостей, расположенных на большой высоте над кратером (70–80 м), спустили в кратер скв. 11.

Буровой раствор поступал в скважину, а затем стал заполнять кратер.

После охлаждения кратера и близлежащей зоны над кратером была установлена специальная рама (массой около 15 т), обеспечивающая производство работ над устьем скважины.

Кратер очистили от глинистого раствора, воды и обгоревшей породы.

После очистки кратера выяснилось, что устье скважины находилось на глубине 6 м. Обсадные колонны диаметрами 325 и 219 мм находились на одном уровне.

Устье скважины оборудовали 325-мм обсадной трубой и 530-мм направлением длиной 6,2 м с манжетой в нижней части. Это позволило засыпать кратер песком и приступить к монтажу станка А-50. Фундамент под станок и ротор был изготовлен из брусьев.

После монтажа направления, фундамента и станка А-50 в скв. 11 спустили бурильную колонну диаметром 114 мм (низ колонны представлял собой замковую муфту). На глубине 1040 м инструмент жестко встал. Попытка восстановить циркуляцию интенсивной закачкой воды была безрезультатной из-за сильного поглощения. Двухкратная закачка БСС (смесь 2 т цемента и 5 т алебаstra с началом схватывания 10–20 мин) ожидаемых результатов не дала, катастрофический уход жидкости не уменьшился. Для ликвидации ухода жидкости в скважину закачали цементно-глинистую смесь (соотношение 3:1) с хлопковой шелухой. После закачки 17 т смеси и 3 т шелухи циркуляция восстановилась. Закачав 2,8 м³ продавочной жидкости, подняли бурильную колонну. Уровень жидкости после подъема колонны был зафиксирован на глубине 175 м.

После ОЗЦ кровля цементного моста была отмечена на глубине 849 м. После этого в скважине воду заменили на буровой раствор плотностью 1,4 г/см³, вязкостью 35 с и водоотдачей 22 см³ за 30 мин.

Затем в интервале 843–847 м перфорировали 219-мм промежуточную колонну (50 отверстий) перфоратором ПК-103. При перфорации в скважине наблюдались газопроявления и снижение уровня жидкости.

С помощью пакера испытателя пластов ИПГ-146 в затрубное пространство 219-мм промежуточной колонны закачали 20 т раствора из цементно-бентонитовой смеси плотностью 1,5 г/см³. Давление на устье скважины при этом колебалось в пределах 1–6,5 МПа и в некоторые моменты циркуляция вообще не восстанавливалась.

Распакеровку осуществляли через 1 ч ОЗЦ при натяжке до 80 кН выше веса бурильной колонны.

По ОЦК цемент за колонной находится на глубине 562 м. После этого в интервале 830–570 м в 219-мм промежуточной колонне установили цементный мост. В интервале 562–558 м вновь перфорировали (40 отверстий) 219-мм колонну и закачали 25 т цементно-бентонитовой смеси. При ОЦК цемент в заколонном пространстве встречен на глубине 23 м от устья, а в обсадной

колонне – в интервале 562–270 м. Спустив 114-мм бурильные трубы на глубину 258 м, закачали 8 т цементно-глинистой смеси до устья и подняли бурильную колонну.

На этом работы по глушению открытого фонтана в скв. 11 Уртабулак были закончены.

•

7.4. НЕКОТОРЫЕ ОБЩИЕ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ. ПРИНЦИПЫ И МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

В процессе обучения, ликвидации и анализа причин возникновения фонтанов специалистами Грознефти были разработаны меры по предупреждению открытых фонтанов [229].

Выше было рассказано об открытых фонтанах, имевших место на буровых объединениях “Грознефть”. Из приведенных примеров видно, что ликвидировать открытые фонтаны очень трудно, поэтому основное внимание буровиков должно быть обращено на мероприятия по их предупреждению.

Главные профилактические мероприятия сводятся к следующему:

спускать обсадные колонны на глубины, отвечающие геологическим условиям, т.е. перекрывать высоконапорные пласты;

качественно цементировать обсадные колонны с поднятием цемента до устья;

добиваться герметичности резьбовых соединений обсадных колонн применением силиконовых смазок;

строго соблюдать правила обвязки кондукторов или технических колонн противовыбросовым оборудованием при бурении майкопских, меловых и юрских отложений;

повышать производственную и технологическую дисциплину;

иметь противовыбросовое оборудование, соответствующее пластовым условиям.

Четкая организация буровых работ, тщательный уход за оборудованием устья, постоянное накопление опыта борьбы с нефтепроявлениями и умение своевременно использовать устьевое оборудование позволят полностью избежать катастрофы, какой является открытое фонтанирование.

В [279] причины перехода ГНВП и выбросов в аварийное открытое фонтанирование при бурении, капитальном и текущем ремонтах, а также при освоении и перфорации скважин определены следующими положениями.

1. Необученность членов буровой бригады мерам по предупреждению и борьбе с возможными ГВНП, которая выражается в следующем:

несвоевременное установление ГНВП;

непринятие мер по герметизации устья скважины;

неправильные действия по герметизации устья скважины.

2. Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям (не учитываются глубина залегания и пластовые давления вскрываемых горизонтов, глубина залегания подверженных гидроразрыву пород и др.).

3. Некачественное цементирование кондукторов, промежуточных и эксплуатационных колонн.

4. Негерметичность резьбовых соединений и нарушения целостности обсадных колонн, а также дефекты устьевого оборудования.

5. Отсутствие контроля за противовыбросовым оборудованием на устье скважины и несоответствие его технической характеристики условиям проводимых на скважине работ.

6. Неисправность и неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования.

7. Отсутствие устройств (обратные клапаны, шаровые краны) для предотвращения выброса через бурильные трубы.

8. Отсутствие необходимого запаса бурового раствора (требуемого качества) на скважине.

9. Низкая производственная технологическая дисциплина.

По данным тех же авторов [279] причины возникновения открытых фонтанов при эксплуатации скважин разбиты на три группы.

Первая группа – повреждение или разрушение устьевого оборудования: механическое повреждение транспортными средствами, напором воды и льдин на затопливаемых территориях, потоками при оползнях и снеговых обвалах, штормами на морских промыслах и др.;

разрушение из-за некачественного изготовления узлов оборудования на заводах;

разрушение при низких температурах (условиях Крайнего Севера);

разрушение в результате нарушения технологии ремонта и обслуживания колонной головки и фонтанной арматуры;

разрушение в результате воздействия агрессивных сред и высоких давлений (выход из строя элементов оборудования происходит преимущественно в скважинах, в добываемой продукции которых содержится сероводород, углекислый газ, минерализованная вода);

разрушение и повреждение вследствие внутрискважинного взрыва или взрыва в наземных коммуникациях, что происходит при образовании взрывной смеси нефтяных газов с воздухом, самовоспламенении при окислении пиррофорных отложений, разряде статического электричества, нагреве газозвушной смеси при выходе через щель, действия ударной волны и электроизоляции.

Вторая группа причин возникновения открытых фонтанов связана с выходом из строя собственно скважины, что возникает при внутрискважинном взрыве, нарушении герметичности эксплуатационной колонны, а также межколонного пространства, несовершенства конструкции скважины.

Третья группа – организационные причины: отсутствие контроля за эксплуатируемыми скважинами, невыполнение своевременных работ по контролю, ремонту и эксплуатации устьевого и забойного скважинного оборудования, ингибированию скважин [279].

По В.Д. Малеванскому, успех работ по ликвидации возникших фонтанов в первую очередь зависит от правильности выбранного плана работ и четкого его осуществления. Разработано несколько методов ликвидации открытых газовых фонтанов, выбор одного из которых определяется особенностями возникшего фонтана, состоянием устья скважины и другими обстоятельствами.

Ликвидация открытых фонтанов осуществляется приведенными ниже способами:

герметизация устья скважин с последующей задавкой бурового раствора;
создание пробки в стволе скважин с последующей задавкой бурового раствора;

насыщение газа жидкостью с нагнетанием ее при определенном режиме;

отвод газа в наклонные (специально пробуренные) скважины;

интенсивный отбор газа из пласта наклонными скважинами;

заводнение газового пласта [244];

взрывы спецзарядов в наклонных скважинах.

В.Д. Малеванский [244] рекомендует следующий порядок проведения работ по его ликвидации.

1. Срочно принимать меры по оборудованию устья скважины для его герметизации, выбирая метод герметизации в зависимости от конкретных условий каждой скважины.

2. При несоответствии конструкции скважины требованиям бурения на газ и при опасности возникновения грифонов после герметизации устья работы по ликвидации фонтана следует продолжать по возможности методом создания пробки в стволе скважин с последующей закачкой жидкости.

3. При угрозе каким-либо объектам (населенные пункты, промышленные сооружения и др.) во время распространения грифонов необходимо преградить доступ газа к этим объектам за счет выпуска его через специальные мелкие разгрузочные скважины, пробуренные на ближайшие к поверхности пористые пласты, по которым движется газ от фонтанирующей скважины.

При появлении грифонов на большой площади все работы необходимо проводить в направлении каптажа выходящего газа в местах прорыва у угрожаемых объектов с отводом на безопасное расстояние и создания дополнительных выводов газа на поверхность в наиболее безопасных местах. Закрывать выходы газа в местах прорыва его на поверхность не следует, так как это может вызвать появление грифонов в новом месте, вблизи коммунальных или промышленных объектов.

4. Если невозможно ликвидировать фонтан перечисленными выше методами, то следует пробурить наклонные скважины. Обычно бурят одновременно две скважины, чтобы гарантировать успех в ликвидации фонтана. Наклонные скважины надо бурить таким образом, чтобы попасть в ствол фонтанирующей скважины над верхним мощным горизонтом, питающим фонтан.

5. При достижении хорошего сообщения между стволами фонтанирующей и наклонной скважин работы по глушению фонтана следует проводить по методу введения жидкости в поток газа или вызова фонтана в наклонной скважине. Первый метод предпочтительнее как более надежный и представляющий меньшую опасность от возникновения открытого фонтана в наклонной скважине. Непосредственно перед глушением фонтана по этим методам при отсутствии жидкости в кратере последний заполняется водой для образования раствора; иногда кроме воды, в кратер приходится подавать и глину.

6. При отсутствии хорошего соединения с фонтаном для заводнения пласта следует начинать закачку воды в пробуренные скважины, приступая к бурению следующей пары наклонных скважин с одновременной попыткой ликвидации фонтана путем отбора газа из пробуренных скважин.

При возникновении открытого фонтана следует принять меры к форсированной разработке горизонтов, питающих фонтан.

7.5. БУРЕНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РАПОПРОЯВЛЕНИЙ [80]

Рапопроявления – особенно опасный вид осложнений. Начальная интенсивность притока рапы составляет от единиц (3–5) до нескольких тысяч (5500–8500) кубических метров в сутки. Температура рапы на выходе из скважины достигает 110 °С; плотность – 1,25–1,36 г/см³; общая минерализация – 300–400 г/л, а иногда до 670 г/л; водородный показатель рН (там, где его замеряли) составляет 5,0–6,4. Градиенты пластового давления достигают 0,0235 МПа/м [230].

Подавляющее большинство разведочных скважин, из которых происходили рапопроявления, были ликвидированы из-за отсутствия рецептур буровых растворов плотностью 2400–2500 кг/м³ и реагентов-стабилизаторов для условий высокой концентрации ионов кальция и магния.

Анализ отобранных проб рапы показал, что во всех случаях растворенные соли более чем на 99 % представлены хлоридами натрия, калия, кальция и магния.

При длительных остановках скважины рапа вытекала на поверхность через круглое “отверстие”, образовавшееся на поверхности бурового раствора, и, стекая в желоба, практически не смешивалась с раствором.

Рапа оказывает коррозионное воздействие на наземное оборудование, бурильные и обсадные трубы, а также на цементный камень.

Поскольку эффективность борьбы с осложнениями зависит прежде всего от интенсивности водопроявлений, то их условно классифицируют в соответствии с дебитом.

Класс	1	2	3	4
Дебит, м ³ /сут	>1000	100–1000	10–100	<10
Интенсивность водопроявлений	Бурные	Сильные	Слабые	Незначительные

Практика разведочных работ показывает, что бурные водопроявления всегда приводят к потере скважины. В случае проявлений меньшей интенсивности работы по ликвидации осложнения начинают с разрядки скопления рапы через ствол скважины. Бурильную колонну при этом во избежание прихвата вследствие выпадения кристаллов соли поднимают. Активный период борьбы с водопроявлениями, осуществления без прекращения проводки и крепления скважины, начинается, как правило, после снижения интенсивности рапопроявления до 60–30 м³/сут.

Однако значительно чаще при вскрытии рапопроявляющих пластов приходилось прекращать дальнейшую проводку скважин из-за невозможности продолжать нормальное бурение и особенно обеспечить надежное цементирование обсадных колонн.

С учетом того, что данный вид осложнений приводит к значительным материальным и трудовым затратам, большое значение приобретает прогнозирование зон возможных рапопроявлений на этапе подготовки площадей к глубокому бурению с тем, чтобы разведочные и добывающие скважины располагались вне этих зон.

Считается, что рапа залегает в линзах и пустотных пространствах в трещиноватых ангидритах, а также в горизонтальной лопасти на контакте солей и ангидритов.

О линзовидности и ограниченности в объеме скоплений рапы свидетельствуют факты падения дебита (часто довольно интенсивного). Например, дебит скв. 4 – Керки-Даг в течение 3 сут снизился с 1000 до 100 м³/сут. Значительное снижение дебита и устьевого давления за короткий период (несколько часов или суток) отмечается и на площадях Оренбургской области.

Параллельно со снижением дебита при распределении и избыточного давления на устье в скважине происходит отложение кристаллов солей с частичной или даже полной закупоркой ствола.

Для борьбы с рапопроявлениями было предложено устанавливать цементный мост над зоной проявления и забуривать второй ствол. Предложение обосновывалось тем, что линза рапы имеет ограниченные размеры по площади, и это позволяет при бурении второго ствола скважины миновать зону рапопроявления. Однако опыт бурения скв. 10 Зеварды показал несостоятельность данного предложения [222].

В целях борьбы с рапопроявлением и его последствиями применялись различные способы.

1. Оставление скважины на разрядку – крайне неэффективная мера вследствие быстрого закупоривания ствола скважины пробками из отложившейся соли и длительности последующих работ по его проработке из-за осыпей.

2. Изоляция зон водопроявлений тампонажными материалами не дала необходимых результатов.

3. Попытки перекрытия зон рапопроявлений обсадными колоннами также оказались неэффективными: либо была негерметичной колонна, либо наблюдались перетоки в затрубном пространстве и проявления высокоминерализованной воды. В случаях спуска потайных колонн для перекрытия этих зон условия бурения ухудшились за счет водопроявлений на уровне “головы” этих колонн, что требовало применения растворов с повышенной плотностью. Часто через некоторое время колонна оказывалась смятой в интервале залегания калийно-магниевых солей.

4. Подавление притока из водонапорных пластов утяжеленным буровым раствором. Этот основной способ не давал результатов при наличии в разрезе пластов, склонных к гидравлическому разрыву. Поглощение бурового раствора приводило к снижению забойного давления и притоку рапы в ствол скважины. Нарушенное равновесие в большинстве случаев восстановить не удавалось.

В качестве примера рассмотрим опыт бурения скважин на Кузнецовской площади Краснодарского края в условиях рапопроявления. Разведочные скважины бурили для установления нефтегазоносности, определения типа в размере залежи в отложениях оксфорда и келловей (средняя юра) и батбайоса (нижняя юра). Указанные отложения расположены под гипсоангидритовой толщей, залегающей на глубине 3750–2980 м. Разбуривание этой толщи осложнено наличием рапопроявляющих пластов с АВПД (градиент пластового давления 0,0217–0,022 МПа/м). Вследствие этого при бурении использовали раствор плотностью 2,25–2,27 г/см³.

Бурение скв. 1, 10, 17 и некоторых других показало, что обычно принятая технология не обеспечивает проводки их без осложнений и аварий.

Так, на скв. 10 проявление при забое на глубине 3806 м было замечено по падению давления на стояке во время промывки в течение 2 ч после спуска долота и снижению плотности выходящего из скважины бурового рас-

твор. При анализе происшедшего осложнения было сделано предположение, что поступление пластового флюида началось еще во время подъема бурильной колонны и продолжалось при спуске, но применяемыми на буровой способами измерений не было обнаружено. Вследствие позднего обнаружения проявления, когда в скважину поступил большой объем рапы (по расчетам, он мог превышать 5 м^3), работы по ликвидации осложнений были крайне сложными. Очень сложной оказалась операция по поддержанию забойного давления в узком диапазоне между давлением гидравлического разрыва пласта (градиент гидроразрыва $0,0234\text{--}0,0240 \text{ МПа/м}$) и пластовым давлением. В итоге процесс борьбы с проявлением стал неуправляемым и бурильная колонна была прихвачена.

Перебуривание скважины с забуриванием второго и третьего стволов выше башмака 324-мм промежуточной колонны результатов не дало, так как рапа поступала по оставленным стволам на более высоких отметках и для ее задавливания требовался буровой раствор плотностью более $2,6 \text{ г/см}^3$.

Стало очевидным, что при разбуривании гипсоангидритовой толщи в интервале 3760–3950 м на очередной скважине необходимо использовать широкий комплекс мероприятий, направленных прежде всего на предупреждение и раннее обнаружение рапопроявлений [230].

При бурении скв. 5 Кузнецовская такой комплекс предусматривал следующие мероприятия:

- заготовку и химическую обработку бурового раствора плотностью $2,25\text{--}2,28 \text{ г/см}^3$ объемом, превышающим объем скважины;

- обеспечение запаса бентонитовой глины, утяжелителя и химреагентов из расчета на приготовление бурового раствора объемом, соответствующим не менее чем двум объемам скважины;

- обязку насосов, переоборудованных так, чтобы были возможны одновременно промывка и утяжеление бурового раствора;

- монтаж гидромониторов для перемешивания бурового раствора, находящегося в приемных и запасных емкостях;

- включение в циркуляционную систему в целях повышения точности измерений во время бурения в зоне рапопроявления только одной приемной емкости;

- проведение всех работ, связанных с перераспределением и обработкой бурового раствора в емкостях, только в период остановки бурения.

Расчет, выполненный согласно действующей “Инструкции по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению”, показал, что во время бурения допустимый объем притока не должен превышать 1 м^3 . Увеличение объема жидкости в приемной емкости на 1 м^3 служило сигналом тревоги для буровой вахты.

За время подъема и спуска труб не допускалось отклонение более чем на $0,5 \text{ м}^3$ объемов соответственно доливаемой в скважину и вытесняемой жидкости от расчетных значений.

При подъеме бурильной колонны доливку бурового раствора в затрубное пространство и контроль за объемом доливаемого раствора осуществляли с помощью цементирующего агрегата и его мерников. От использования с этой целью специальной (доливной) емкости отказались, так как это не обеспечивало достаточной точности измерений.

Объем жидкости, вытесняемой при спуске труб, контролировали по уровню раствора в одной из приемных емкостей.

Так как для глушения скважины могла возникнуть необходимость допус-

ка колонны до забоя при герметизированном устье, был подготовлен специальный запасной комплект бурильных труб общей длиной 500 м. Под замками этих труб были приварены накладки с конусностью 18°, что позволяло пропускать замки через резиновый элемент закрытого универсального превентора и герметизирующей головки.

В нижней части бурильной колонны был установлен обратный клапан без запорного элемента, который предполагали доставлять на место посадки при необходимости спуска или подъема колонны под давлением при герметизированном устье.

Комплекс мероприятий включал также обучение всех членов буровой бригады мерам предупреждения осложнений и контроля за скважиной, действиям по герметизации устья скважины и ликвидации начавшегося рапопроявления. Круглосуточное дежурство инженерно-технических работников обеспечивало требуемый контроль за проводкой скважины, а при отклонении от проектных решений – оперативное принятие мер по изменению режима технологической операции.

В связи с предположением, что объем доливаемого раствора не соответствует расчетному, были проведены исследования по определению фактического отклонения. Разница между фактическим и расчетным объемами раствора для доливания в скважину обусловлена налипанием его на внутренней поверхности поднимаемых труб, а также отклонениями толщины стенок труб от номинальной (в соответствии с допусками).

Фактически необходимый объем доливаемой жидкости при подъеме бурильной колонны определяли в условиях, когда не ожидалось поступление в скважину пластового флюида. Этот объем принимали в дальнейшем за необходимый для доливания в скважину.

Объем жидкости, доливаемый в затрубное пространство, измеряли после подъема каждых пяти свечей в процессе извлечения всех труб из скважины. Результаты измерений и расчетные данные об объеме металла труб представлены в табл. 7.14.

Из таблицы видно, что фактический объем доливаемого раствора больше расчетного на 3,7 м³, а в пересчете на каждую операцию по доливке эта разница составляет 100–200 л.

При спуске труб определяли объем вытесняемой жидкости, которая поступила в одну из приемных емкостей, изолированную от других и предварительно опорожненную. Результаты измерений, также представленные в табл. 7.14, показывают, что объем вытесняемой жидкости больше расчетного

Таблица 7.14

Фактический объем доливаемого раствора в сравнении с расчетным

Размеры труб – диаметр, мм × толщина стенок, мм × длина, м	Расчетный объем метал- ла труб, м ³	Объем жидкости, м ³	
		долитой	вытесненной
140×11×695	4,10	4,7	3,6
140×10×752	3,75	4,3	3,8
140×10×748	3,75	4,6	4,3
140×10×745	3,70	4,7	4,4
140×10×492	2,50	2,9	2,7
114×10×137	0,50	0,6	0,5
146×36×170	2,10	2,2	2,1
Итого	20,40	24,0	21,4

объема металла труб на $0,7 \text{ м}^3$, но эта разность меньше, чем при подъеме той же бурильной колонны. Кроме того, установлено, что при спуске последних 20 свечей наблюдалось поглощение до $1,5 \text{ м}^3$ бурового раствора.

Было замечено, что при подъеме с забоя ведущей и первой за ней трубы (25–30 м) уровень жидкости в затрубном пространстве держится на устье и только при подъеме следующей трубы начинает снижаться. Такой характер снижения уровня можно объяснить изменением забойного давления при подъеме. При спуске труб и промывке забойное давление в отдельные моменты выше давления гидравлического разрыва пластов, поэтому буровой раствор задавливается в искусственно созданные в гипсоангидритовой толще трещины, а при подъеме труб из смыкающихся трещин буровой раствор выдавливается обратно в ствол скважины.

Для предотвращения разлива бурового раствора при развинчивании очередной поднятой свечи, что ведет к потере контроля за объемом раствора доливаемого в скважину, перед началом подъема бурильной колонны в нее закачали $10\text{--}15 \text{ м}^3$ бурового раствора, плотность которого была на $0,2\text{--}0,3 \text{ г/см}^3$ выше плотности раствора в скважине. Это позволило снизить уровень раствора в бурильных трубах и предотвратить его перелив.

Проведение комплекса намеченных мероприятий повысило точность контроля за объемом доливаемого в скважину раствора. Подъем прекращали, если уровень в скважине не снижался после извлечения первых 30–40 м труб или когда недолив раствора в скважину составлял более $0,5 \text{ м}^3$ по сравнению с необходимым. Обычно вывод о наличии или отсутствии притока можно было сделать после подъема первых 10 свечей. При отсутствии притока подъем бурильной колонны продолжали. Если же отмечался недолив в затрубное пространство, бурильную колонну допускали до забоя и, не герметизируя устье скважины, приступали к ее промывке. Так как объем поступившей в скважину рапы был мал по сравнению с объемом циркулирующего раствора, то признаков наличия рапы в растворе не отмечали. Во время промывки вели химическую обработку бурового раствора для снижения показателей его реологических свойств. По прошествии 1,5–2 циклов циркуляции вновь приступали к подъему бурильной колонны.

Наблюдения за скважиной во время бурения показали, что при принятом режиме промывки (подача насоса 20–25 л/с, давление на стояке 8–9 МПа, потери давления в затрубном пространстве 1,7–2,2 МПа), объем раствора, находящегося в приемной емкости, изменялся не более чем на $\pm 0,3 \text{ м}^3$. Это указывало на отсутствие поступления пластового флюида в ствол скважины.

Строгое выполнение всех указанных мероприятий и налаженный контроль за скважиной позволили бригаде успешно разбурить отложения солей с рапопроявляющими пластами. Впоследствии по указанной технологии велось бурение третьего ствола скв. 17 Кузнецовская. Здесь также была успешно вскрыта вся гипсоангидритовая толща, перекрытая 194-мм потайной колонной.

7.6. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯХ [80, 222, 237, 244]

Основное требование к технологии бурения скважин – обеспечение равновесия между пластовым давлением $p_{пл}$ вскрываемых горизонтов и забойным давлением $p_{заб}$, создаваемым циркулирующим буровым раствором. Это равновесие иногда нарушается, возникают осложнения. Восстановление равновесия в скважине – непростая задача как в случае поглощения бурового раствора, так и при проявлениях. Ниже рассмотрены основные методы восстановления равновесия при наличии условий для ГНВП, т.е. $p_{заб} < p_{пл}$. При этом предполагается, что технические средства для предотвращения выбросов (превенторные установки, оборудование по обнаружению ГНВП и подаче тревоги) исправны и их технические характеристики соответствуют геолого-техническим условиям, персонал обучен методам предотвращения выбросов и работе с оборудованием.

Вопросам теории и практики предотвращения ГНВП посвящены труды Н. Адамса, Э.В. Бабаяна, А.А. Гайворонского, А.И. Булатова, А.Л. Волика, А.А. Грейса, У.К. Гойнса, А.К. Куксова, Ю.Е. Ленкевича, В.Д. Малеванского, Р.Г. Миллза, Б.А. Никитина, В.Р. Радковского, А.К. Рахимова, Ю.С. Ропяного, Д.М. Рымчука, М.К. Рымчука, М.К. Сеид-Рза, Н.А. Сидорова, В.Ф. Старикова, Ю.Г. Терентьева, В.Д. Шевцова, Р. Шефилда, В.Ф. Шишицы, И.Л. Шурзена и др.

В б. ВНИИКРнефти была создана и функционировала оснащенная специальным отечественным и зарубежным оборудованием (тренажеры, сигнальные устройства и т.д.) школа, позволившая в приближенных к критическим ситуациям обучить десятки специалистов нефтегазовых предприятий методам предупреждения выбросов и работе с противовыбросовым оборудованием.

В основу дальнейшего изложения положена “Методика глушения скважин при газонефтеводопроявлениях” [244] и РД-0147007-544–87 “Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях” [237].

7.6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

7.6.1.1. ПРИНЯТЫЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Давление p определяется как сила, действующая на единицу площади. Давление в любой точке скважины одинаково во всех направлениях.

Гидростатическое давление p_g . Гидростатическим давлением принято называть давление, определяемое весом столба раствора выше рассматриваемого сечения, приходящегося на единицу площади:

$$p_g = \rho_0 g H,$$

где ρ – плотность флюида; H – глубина скважины.

В наклонных скважинах глубина скважины H определяется как вертикальная составляющая длины ствола.

Гидравлические потери (сопротивление) $p_{г.с}$ определяются как давле-

ние, которое необходимо создать, чтобы прокачать данный флюид с данной скоростью через данную систему. Гидравлические потери возникают только при прокачивании флюидов и суммируются со всеми другими давлениями, действующими в рассматриваемой точке. Значение гидравлических потерь определяется по существующим методикам.

Избыточное давление $p_{из}$ (противодавление) – это давление, действующее на закрытую или открытую (в динамике) систему, определяемое иными, чем гидростатическое давление, источниками. В принимаемом случае избыточным давлением в закрытой при ГНВП скважине будет давление в бурильных трубах $p_{из.т}$ и колонне $p_{из.к}$. Избыточным давлением в динамических условиях будут гидравлические потери в дросселе плюс $p_{г.с}$. Избыточное давление добавляется к давлению, действующему в рассматриваемой точке в статических и динамических условиях. Это положение является основополагающим в понимании методики глушения скважин.

Избыточное давление в бурильных трубах $p_{из.т}$ – это давление на стояке при закрытой скважине без циркуляции, которое равно разности между пластовым давлением $p_{пл}$ и гидростатическим давлением столба бурового раствора в бурильных трубах.

Избыточное давление в обсадной колонне $p_{из.к}$ – это давление в затрубном (кольцевом) пространстве на устье закрытой скважины при отсутствии циркуляции, которое равно разности между пластовым давлением и общим гидростатическим давлением столба флюидов в затрубном пространстве.

Пластовое давление $p_{пл}$ – давление флюида в рассматриваемом пласте. Пластовое давление равно гидростатическому давлению столба бурового раствора в бурильных трубах плюс $p_{из.т}$ при закрытой скважине.

Забойное давление $p_{заб}$ – общее давление на забое скважины (или под долотом) в любых условиях:

$$p_{заб} = p_{г} + p_{г.с.к} + p_{из}.$$

В зависимости от условий $p_{заб}$ может быть равно пластовому давлению, больше или меньше его:

в нормальных условиях бурения $p_{заб} > p_{пл}$;

во время проявлений $p_{заб} < p_{пл}$;

при ГНВП, когда скважина закрыта $p_{заб} = p_{пл}$.

Допустимое давление $[p_{г.р}]$ – это давление, при котором не происходит разрушения скелетной решетки пласта или поглощения бурового раствора. Обычно $[p_{г.р}] > p_{пл}$.

7.6.1.2. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ АНАЛИЗА ДАВЛЕНИЙ

Давления, которые могут регулироваться и контролироваться при промывке скважины во время ликвидации проявления:

гидростатическое давление $p_{г}$;

гидравлические потери $p_{г.с.к}$;

избыточное давление $p_{из}$.

Общее давление в любой точке скважины складывается из этих трех давлений:

$$p_{общ} = p_{г} + p_{г.с} + p_{из},$$

поэтому представляет интерес рассмотреть вопрос, как рассчитать каждое из

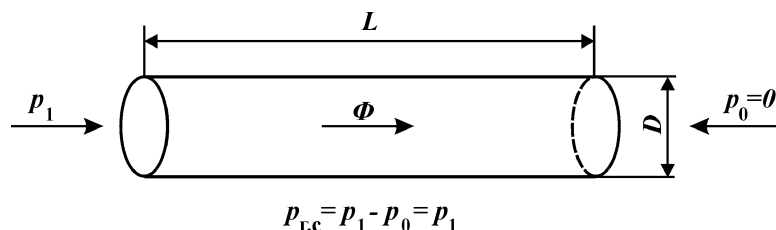


Рис. 7.15. Схема течения флюида в трубе

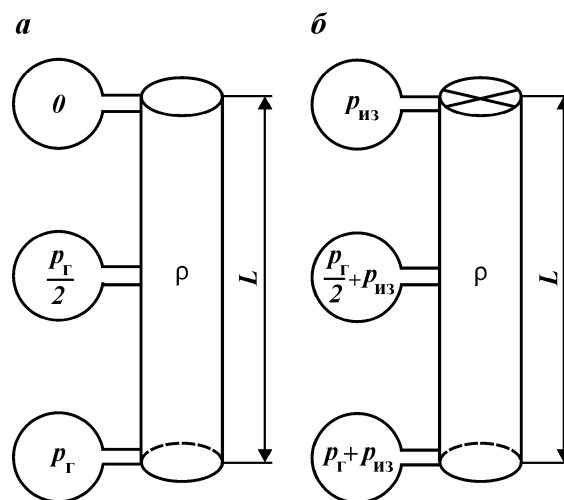


Рис. 7.16. Распределение избыточного давления по высоте столба флюида:
а — статическое давление; б — статическое + избыточное давление

этих давлений, а также четко уяснить, как и где эти давления будут способствовать или отрицательно влиять на процесс ликвидации проявлений.

Гидравлические потери. Величина гидравлических потерь не зависит ни от избыточного, ни от гидростатического давления. Они определяются величиной подачи насосов, свойствами циркулирующего агента и канала циркуляции. Ориентация канала в пространстве при этом не имеет значения.

Пример 1 (рис. 7.15).

Если создать давление p_1 на флюид ϕ , содержащийся в трубе длиной L и диаметром D , то этот флюид потечет со скоростью v , пропорциональной p_1 . Давление на конец трубы p_0 будет равно нулю, поэтому давление гидравлических сопротивлений $p_{г.с}$ будет равно p_1 .

Избыточное давление в системе равно во всех его точках по высоте столба флюида (рис. 7.16 и 7.17).

Важно установить разницу между статическими и динамическими условиями:

статические условия — система уравновешена при отсутствии движения флюида;

динамические условия — флюид в системе движется, и система также уравновешена.

Пример 2 (рис. 7.18). Глубина скважины 3000 м, долота у забоя; скважина закрыта и давление на стояке $60 \text{ кгс/см}^2 = 6 \text{ МПа}$; $p_{г.с.к} = 20 \text{ кгс/см}^2 = 2 \text{ МПа}$; плотность бурового раствора $1,5 \text{ г/см}^3$. Определить пластовое давление $p_{пл}$, забойные давления в статических $p_{заб.с}$ и динамических $p_{заб.д}$ условиях.

Пример 3 (рис. 7.19). Стандартные статические условия давления в бурильных трубах и затрубном пространстве сбалансированы, так как каждая сторона содержит буровой раствор

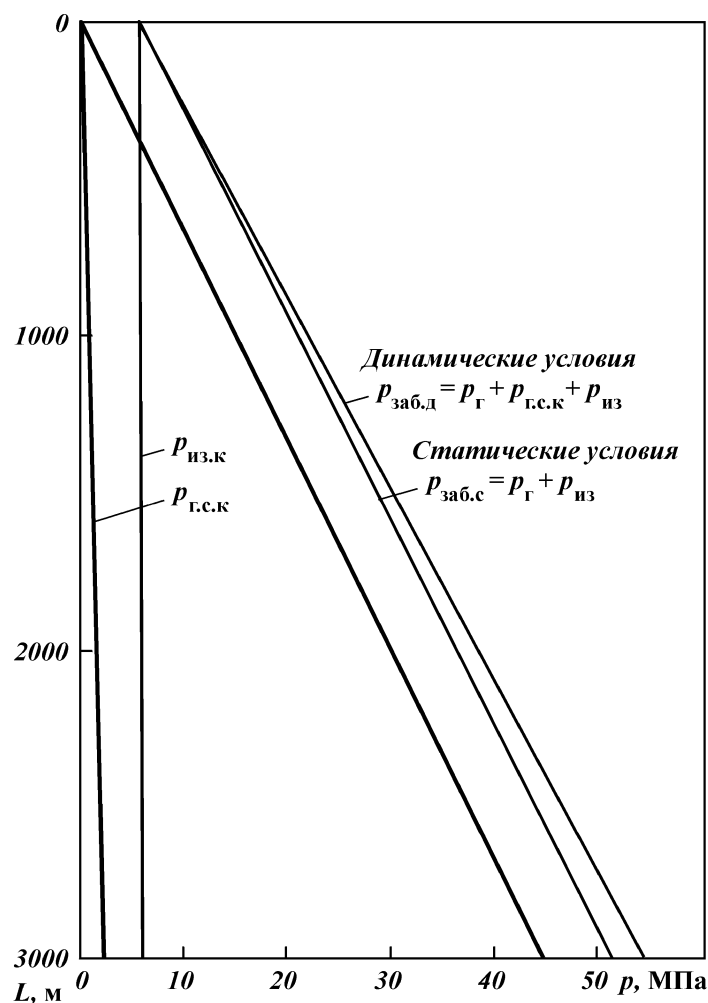


Рис. 7.17. Графики изменения давления для статических и динамических условий

равной плотности и высоты. Забойное давление определяется гидростатическим давлением столба раствора

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{г}} = 0,1H = 450 \text{ кгс/см}^2 = 45 \text{ МПа}.$$

Так как пластовое и забойное давление сбалансированы, давления в бурильных трубах и колонне нет.

Пример 4 (рис. 7.20). Плотность раствора в затрубном пространстве меньше плотности раствора в бурильных трубах.

В представленной на рис. 7.20 ситуации разность гидростатических давлений столба раствора в трубах и затрубном пространстве равна 30 кгс/см^2 (3,0 МПа). Если скважина закрыта, то это давление можно прочесть на номере в затрубном пространстве.

Следует отметить, что давления у башмака колонны будет составлять 25,5 МПа, что эквивалентно плотности раствора в колонне $\rho_{\text{экр}} = 1,7 \text{ г/см}^3$.

Пример 5 (рис. 7.21). Стандартная ситуация при циркуляции раствора в скважине.

Потери давления в системе $p_{\text{г.с.к}} = 12 \text{ МПа}$. Они состоят из потерь в поверхностном оборудовании, бурильных трубах, УБТ, долоте и затрубном пространстве.

Потери давления в затрубном пространстве $p_{\text{г.с.к}}$ при циркуляции суммируются с гидростатическим давлением столба раствора в этом пространстве, поэтому

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{г.к}} + p_{\text{г.с.к}}.$$

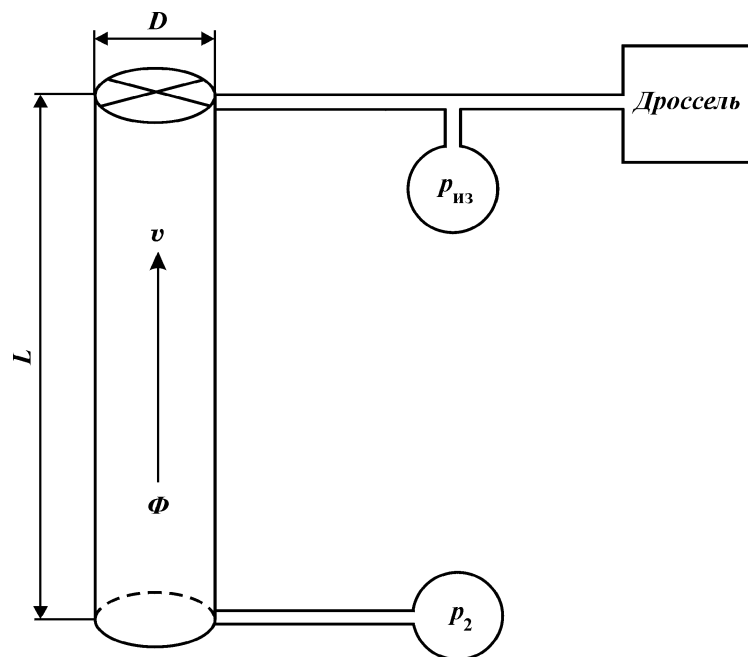


Рис. 7.18. К примеру 2

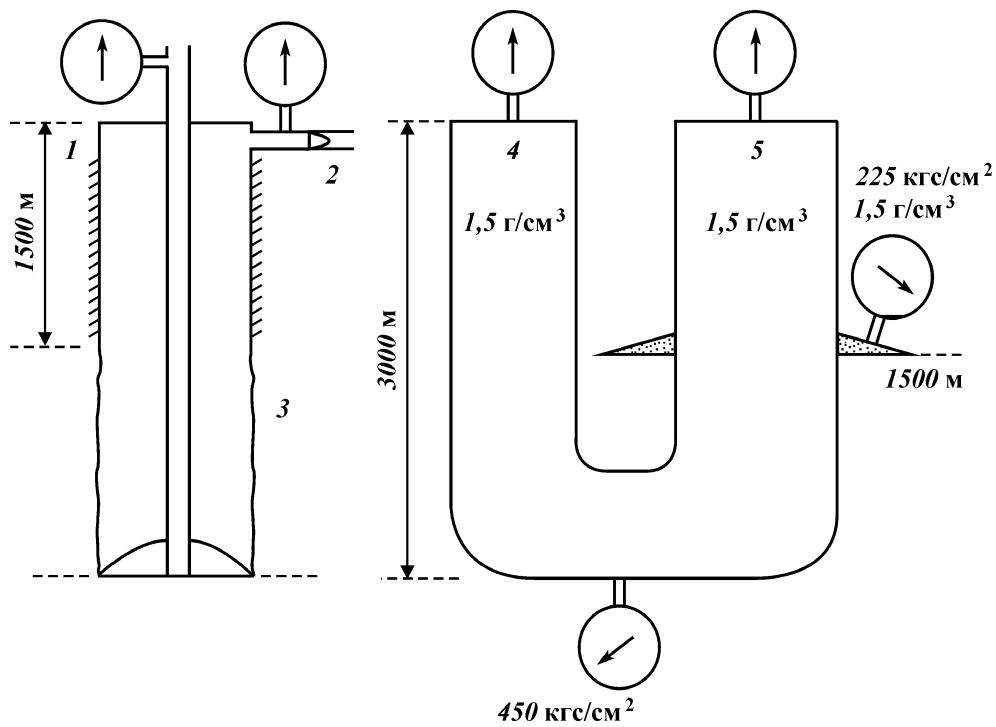


Рис. 7.19. К примеру 3:

1 – колонна; 2, 4 – бурильные трубы; 3, 5 – затрубное пространство

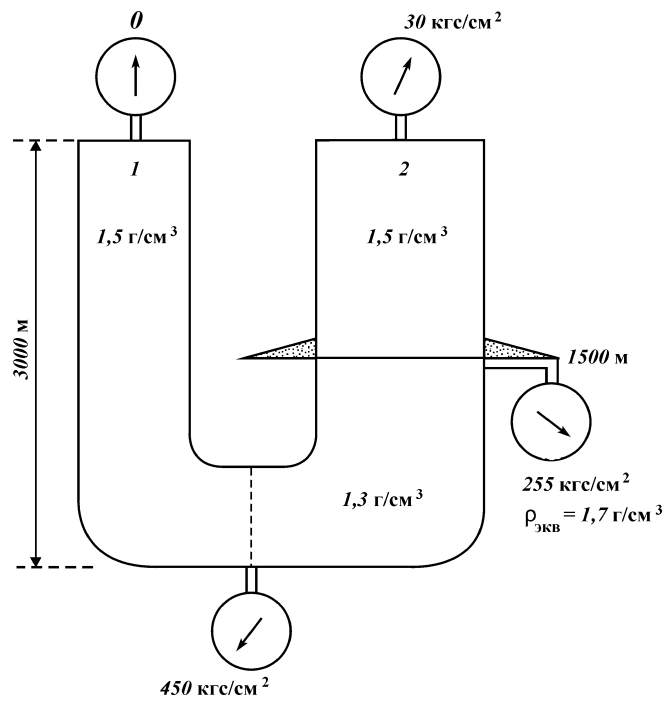


Рис. 7.20. К примеру 4:
1 – бурильные трубы; 2 – затрубное пространство

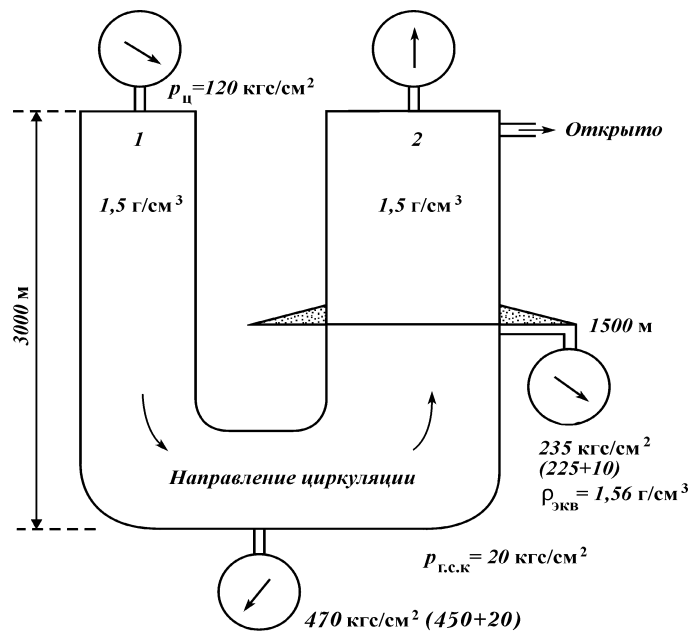


Рис. 7.21. К примеру 5:
1 – бурильные трубы; 2 – затрубное пространство

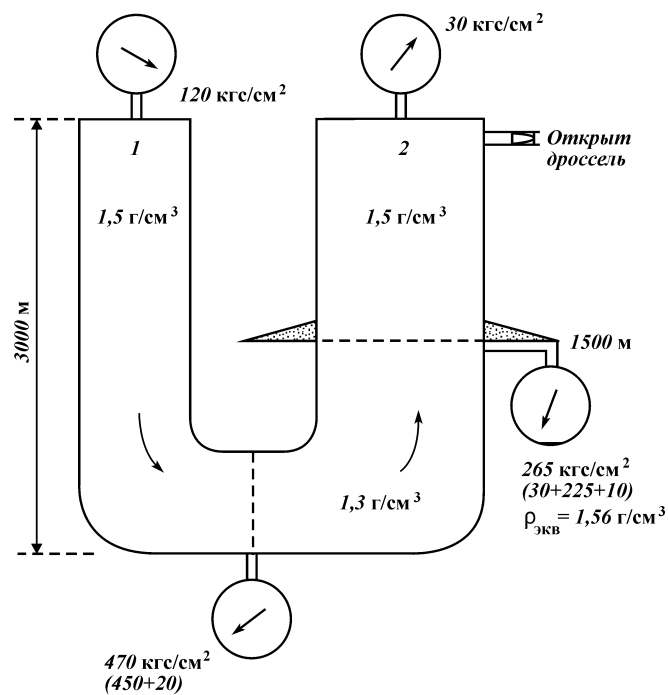


Рис. 7.22. К примеру 6:
1 – бурильные трубы; 2 – затрубное пространство

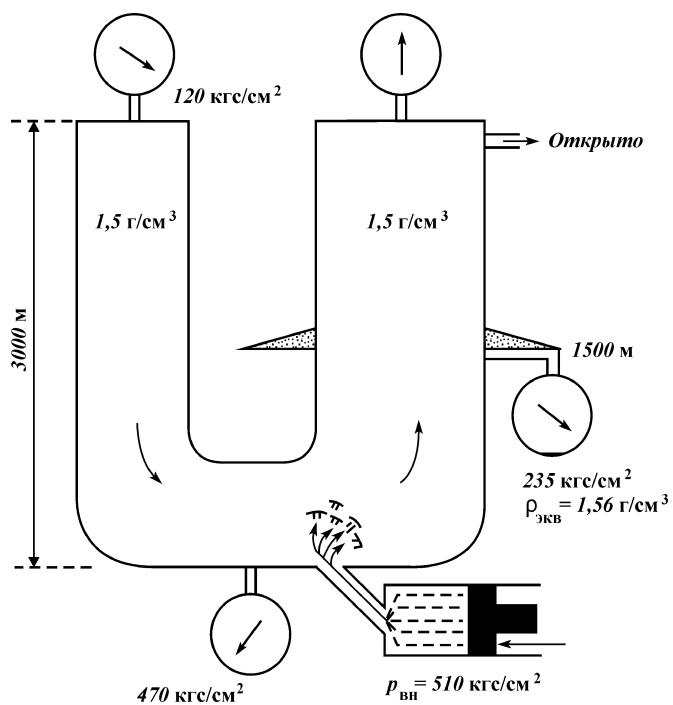


Рис. 7.23. К примеру 7

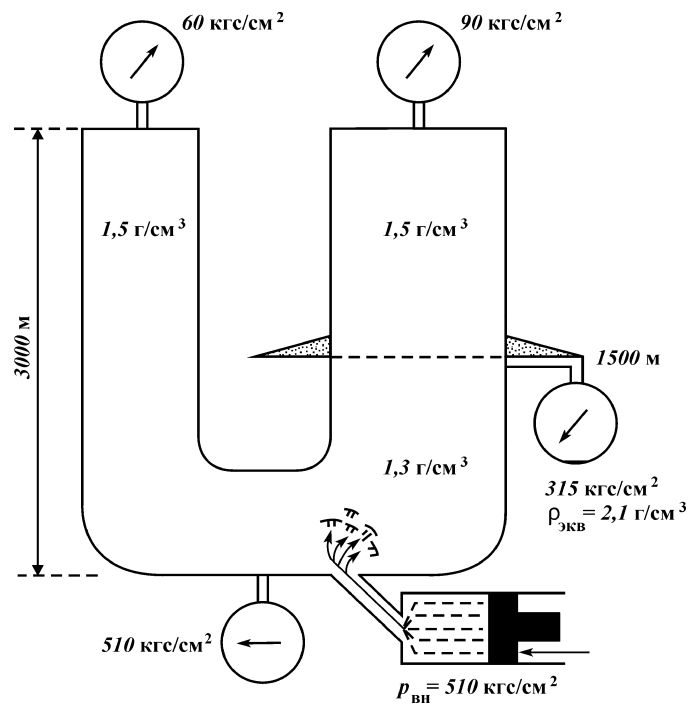


Рис. 7.24. К примеру 8

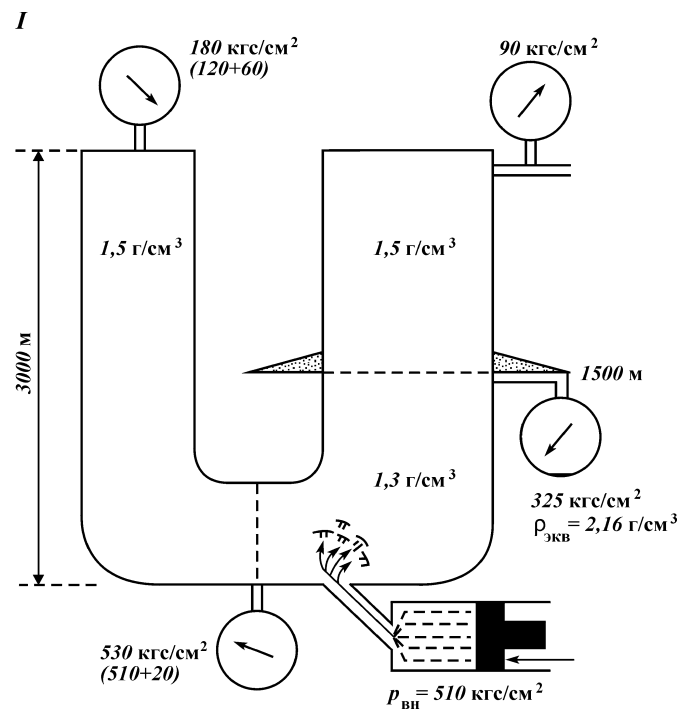


Рис. 7.25. К примеру 9

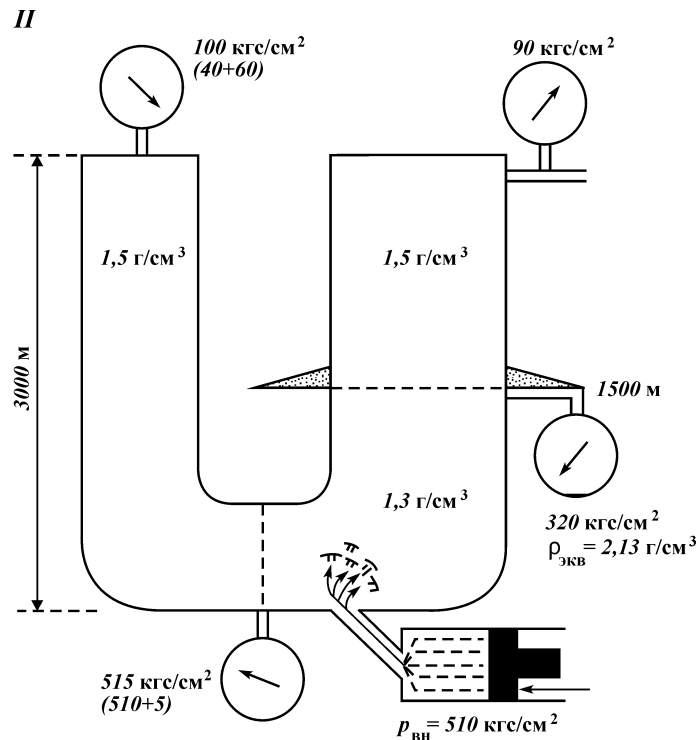


Рис. 7.25. Продолжение

Пример 6 (рис. 7.22). Ситуация при циркуляции, когда плотность раствора в бурильных трубах выше плотности в затрубном пространстве.

В этом случае мы имеем разбалансированные условия циркуляции, и если вести промывку с тем же давлением в бурильных трубах, что и при равной плотности бурового раствора в трубах и затрубном пространстве, равным 12 МПа, то дросселем необходимо создать противодействие, равное 3 МПа. При этом давление на забой не изменится (47 МПа).

Пример 7. Ситуация: проявление внешнего (пластового) давления в период циркуляции.

На рис. 7.23 показан начальный момент проявления. Давление циркуляции и плотность раствора пока не изменились. Увеличился приток раствора из скважины. Условия в скважине полностью разбалансированы.

Пример 8 (рис. 7.24). Скважина закрыта. Пластовое давление 51 МПа.

В указанной на рис. 7.24 ситуации скважина закрыта без циркуляции. Давление в бурильных трубах $p_{из.т} = 6$ МПа, $p_{из.к} = 9$ МПа. В каждой стороне сообщающегося сосуда избыточное давление компенсирует разницу между пластовым и гидростатическим давлениями.

Пример 9. Влияние величины подачи насосов на распределение давлений (рис. 7.25).

В первом случае (рис. 7.25, I) промывку ведут двумя насосами с подачей 45 л/с. Давление циркуляции

$$p_n = p_{г.с} + p_{из.т} = 120 + 60 = 180 \text{ кгс/см}^2 = 18 \text{ МПа.}$$

Во втором случае (рис. 7.5, II) промывку ведут одним насосом с подачей 22,5 л/с. Давление циркуляции

$$p_n = p_{г.с} + p_{из.т} = 40 + 60 = 100 \text{ кгс/см}^2 = 10 \text{ МПа.}$$

7.6.2. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ДАВЛЕНИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ПРОЯВЛЕНИЙ

Глушение скважин при ГНВП производится вымыванием на поверхность поступивших в скважину пластовых флюидов во время циркуляции и

заполнением скважины буровым раствором, плотность которого обеспечивает необходимое превышение забойного давления над пластовым.

Необходимо, чтобы забойное давление в скважине в течение всего процесса циркуляции было постоянным и несколько превышало пластовое давление проявляющих пластов.

Проблема состоит в поисках методов постоянного контроля забойного давления в период ликвидации проявления.

7.6.2.1. МЕТОД НЕПОСРЕДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

Метод основан на измерении давления непосредственно в затрубном пространстве скважины. По заранее рассчитанной программе с помощью дросселя изменяют избыточное давление в колонне таким образом, чтобы обеспечить стабильность необходимого забойного давления. Точность метода зависит от точности изменения давления в кольцевом пространстве. Его преимуществом является то, что, зная ожидаемые давления в кольцевом пространстве, можно подготовиться для управления ими, а недостатком – то, что точную кривую противодействия невозможно построить из-за многочисленных помех: непостоянства формы кольцевого пространства, изменения условий среды по мере подъема флюида с забоя скважины и др. В связи с этим метод в настоящее время не используется.

7.6.2.2. МЕТОД КОСВЕННОГО КОНТРОЛЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ

На многочисленных примерах с U-образными сосудами было показано, что изменение давления или плотности флюида в затрубном пространстве отражается на давлении в бурильных трубах. Так, если сильно прикрыть дроссель при циркуляции, то повысится давление в стояке. Поэтому появилась возможность косвенными методами контролировать забойное давление. Действительно, если при циркуляции с постоянной подачей насосов изменится плотность флюида в затрубном пространстве (например, снизится), это немедленно отразится на давлении в стояке – оно тоже снизится, так как плотность раствора в бурильных трубах постоянна. В случае, если с помощью дросселя восстановить начальное давление в бурильных трубах, восстановится и значение забойного давления. Избыточное давление, созданное дросселем $p_{из.к}$, компенсирует снижение плотности флюида в затрубном пространстве.

Таким образом, если при постоянной подаче насосов будет поддерживаться постоянное давление в бурильных трубах путем регулирования избыточного давления в колонне дросселированием, то в процессе всего глушения скважины будет поддерживаться постоянное забойное давление.

Этот метод делает возможным обеспечить не только контроль забойного давления, но и управление им при вымывании проникших пластовых флюидов, замену раствора в скважине раствором большей плотности и другие операции.

Преимущество метода – отсутствие необходимости в сложных математических расчетах для определения значения противодействия. Это, а также краткость и простота обучения данному методу привели к его быстрому распространению.

7.6.2.3. МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРОЯВЛЕНИЙ

Метод уравновешенного пластового давления

В мировой практике существуют два основных метода ликвидации проявлений при бурении скважин. Первый предусматривает обеспечение постоянного забойного давления, по значению несколько превышающего пластовое, на протяжении всего процесса глушения проявлений. При использовании этого метода поступление флюида из пласта немедленно приостанавливают и предотвращают возможность его возобновления, пока скважина не будет полностью заглушена. Называется этот метод “методом уравновешенного пластового давления”. Имеется четыре способа его осуществления, связанные с подготовкой бурового раствора к глушению скважины и времени его закачивания.

Первый способ, или способ непрерывного глушения скважины. При этом способе скважину начинают глушить немедленно после ее закрытия при постоянном утяжелении бурового раствора, используемого для циркуляции, т.е. совмещают процесс вымывания пластового флюида с повышением плотности бурового раствора до значения, необходимого для равновесия в скважине.

Этот способ обеспечивает минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением при интенсивном утяжелении бурового раствора и наиболее низкие давления в колонне при глушении.

Вследствие этого данный способ наиболее безопасный, но в то же время и наиболее сложный для обучения из-за необходимости построения графиков давления в буровых трубах.

Второй способ, или способ ожидания и утяжеления. При этом способе после закрытия скважины предварительно утяжеляют необходимый объем бурового раствора до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят глушение. Способ весьма опасен, поскольку всплывающий по затрубному пространству газ создает на устье скважины избыточное давление, что может привести к разрыву колонны или гидроразрыву пластов. Кроме того, скважина на какой-то период остается без циркуляции, что повышает вероятность прихвата буровой колонны.

Третий способ, или способ двухстадийного глушения скважины. Вначале промывают скважину с противодавлением в целях ее очистки от пластовых флюидов – стадия вымывания пластового флюида. Затем останавливают циркуляцию, увеличивают плотность бурового раствора в запасных емкостях и глушат скважину – стадия глушения. Способ относительно безопасен, не требует построения графиков давления и нуждается в минимуме расчетов. Однако при его осуществлении создаются наибольшие давления в колонне. Нежелательно также оставление промытой скважины без циркуляции в период утяжеления бурового раствора в запасных емкостях.

Четвертый способ, или двухстадийный, растянутый. Промывают скважину с противодавлением для очистки бурового раствора от пластовых флюидов, а затем постепенно увеличивают плотность циркулирующего бурового раствора без прекращения циркуляции.

Способ используется весьма редко, так как обладает недостатками всех трех предыдущих способов. Практическое распространение при ликвидации проявлений методом “уравновешенного пластового давления” нашли способы 1 и 3, т.е. “непрерывное глушение скважины” и двухстадийное глушение скважины”.

Метод ступенчатого глушения скважины

Данный метод используется при глушении скважин в тех случаях, когда при закрытии скважины после установления наличия проявлений или уже непосредственно в процессе глушения скважины давление в колонне (“перед дросселем”) станет превышать заранее определенное (об этом подробнее ниже), максимально допустимое для колонны или гидроразрыва пород наиболее опасного участка ниже башмака колонны.

При ликвидации газопроявлений избыточное давление в колонне может стать выше допустимого предела уже в процессе глушения скважины. Тогда дроссель приоткрывают, давление в колонне снижается, но одновременно происходит и нарушение равновесия в скважине – забойное давление становится ниже пластового. Флюид вновь поступает в скважину. Но так как пик давления в колонне обычно кратковременный, то через некоторое время создаются условия для нового прикрытия дросселя (вторая стадия) и промывания скважины до следующего пика давления, который обычно бывает слабее, и т.д. до тех пор, пока не станет возможным управлять скважиной – сумма гидростатического давления столба утяжеленного бурового раствора, смешанного с пластовым флюидом, и избыточного давления в колонне не станут равными пластовому давлению. Метод ступенчатого глушения скважины по сути дела является методом подготовки скважины к глушению давления.

7.6.3. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН

Все операции по глушению скважин любым способом должны обеспечивать безопасность работ и исключить появление дополнительных осложнений, связанных с разрушением устьевого оборудования, порывом обсадных труб, гидроразрывом пород в необсаженной части ствола скважины, грифообразованием и потерей циркуляции.

Давление в затрубном пространстве при глушении скважин $[p_{из.к}]_{тр}$ не должно превышать 80 % давления последней опрессовки обсадной колонны и устья скважины $p_{опр}$:

$$[p_{из.к}]_{тр} \leq 0,8p_{опр}.$$

Допустимое давление на устье с точки обеспечения безопасности гидроразрыва пород $[p_{из.к}]_{г.р}$ не должно превышать допустимую прочность пород в наиболее слабом участке ствола скважины:

$$[p_{из.к}]_{г.р} < p_{г.р} - \rho h \cdot 0,1,$$

где $p_{г.р}$ – давление гидроразрыва наименее прочных пород, 0,1 МПа, ρ – плотность бурового раствора в затрубном пространстве, г/см³; h – глубина залегания наименее прочных пород, м.

Значение $p_{г.р}$, как правило, известно из проекта на бурение скважины или устанавливается опытным путем в процессе ее углубления.

В расчетах используют фактическую плотность бурового раствора (или флюида) в затрубном пространстве ρ .

В случае если давление гидроразрыва пластов неизвестно, то допустимое давление $[p_{из.к}]_{г.р}$ устанавливается из следующих зависимостей:

если в затрубном пространстве газ $[p_{из.к}]_{г.р} = 0,23h$;

если в затрубном пространстве буровой раствор плотностью менее $1,15 \text{ г/см}^3$ или вода $[p_{из.к}]_{г.р} = 0,115h$.

В случае если плотность бурового раствора в затрубном пространстве выше $1,15 \text{ г/см}^3$, то следует пользоваться зависимостью

$$[p_{из.к}]_{г.р} = p_{г.р} - \rho h \cdot 0,1.$$

Допустимое давление на устье скважины $p_{из.к}$ принимается меньшее из $[p_{из.к}]_{г.р}$ и $[p_{из.к}]_{г.р}$.

Это общее правило полностью однозначно распространяется на все случаи флюидопроявлений в момент закрытия скважины. В этот период в колонне, по крайней мере в верхней ее части, находится буровой раствор плотностью ρ_n , поэтому зависимость $[p_{из.к}]_{г.р} = p_{г.р} - h \cdot 0,1$ верна.

Это выражение верно и во всех случаях жидкостных проявлений, так как максимальные давления при их ликвидации создаются в момент закрытия скважины. В случае глушения газопроявлений, в период, когда пачка газа подходит к устью, давление в колонне резко растет. Но затрубное пространство (выше башмака колонны или самого слабого горизонта) заполнено в это время газом, давление столба которого мало. Проведенные исследования и практика работ показывают, что давление на пласты при этом практически не меняется по сравнению с давлением при закрытии скважины.

В этом случае $p_{из.к}$ принимается равным допустимому давлению $[p_{из.к}]_{г.р}$.

Пример 10. Устье скважины, оборудованное превенторной установкой, испытывалось вместе со спущенной на глубину 500 м 32-мм обсадной колонной давлением в 12 МПа.

При дальнейшем углублении скважины в интервале 700–850 м были встречены отложения, имеющие градиент гидроразрыва $0,018 \text{ МПа/м}$, т.е. давление гидроразрыва на глубине 700 м равно 12,6 МПа. Ниже вновь залегают более консолидированные породы с большим градиентом гидроразрыва.

На глубине 2000 м, когда плотность раствора составляла $1,3 \text{ г/см}^3$, началось проявление.

Определить максимально допустимое давление в колонне при ее глушении:

$$[p_{из.к}]_{г.р} = 0,8p_{опр} = 0,8 \cdot 120 = 96 \text{ кгс/см}^2 = 9,6 \text{ МПа}.$$

$$[p_{из.к}]_{г.р} = p_{г.р} - \rho h \cdot 0,1 = 126 - 1,3 \cdot 70 \cdot 0,1 = 35 \text{ кгс/см}^2 = 3,5 \text{ МПа}.$$

Следовательно, максимально допустимое давление в колонне при закрытии скважины не должно превышать 3,5 МПа.

7.6.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВИДА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Для правильного выбора способа глушения скважины, подготовки наземного оборудования, расчета максимально ожидаемых давлений в колонне и других характеристик важно знать вид пластового флюида, поступившего в скважину. Определить это можно по его плотности. Зная давления в буровых трубах при закрытой скважине $p_{из.т}$ и в затрубном пространстве $p_{из.к}$, а также объем поступившего в скважину флюида V_0 (который пересчитывается на высоту столба флюида в затрубном пространстве $z = V_0/q$, где q – объем 1 м затрубного пространства) по следующей зависимости определяют плотность флюида:

$$\rho_f = \rho_n - \frac{p_{из.к} - p_{из.т}}{0,1z}.$$

Если $\rho_{\text{ф}} = 1,08 \pm 1,2 \text{ г/см}^3$, то флюид – пластовая вода, если $\rho_{\text{ф}} < 0,36 \text{ г/см}^3$, то флюид – газ.

Наличие нефти установить сложнее, но естественно, что плотность ее занимает промежуточное значение и колеблется в зависимости от газового фактора и других свойств.

7.6.5. ОСОБЕННОСТИ СОСТОЯНИЯ ПОСТУПИВШЕГО В СКВАЖИНУ ГАЗА

При ликвидации газопроявлений необходимо учитывать ряд особенностей, связанных с физическим состоянием флюида: низкой плотностью, сжимаемостью и др.

Состояние прорвавшегося в скважину столба газа определяется законами Бойля – Мариотта и характеризуется следующим соотношением:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1 K_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2 K_2}.$$

Для реального газа суммарное влияние изменения температуры газа и коэффициента сжатия газа не столь существенно по сравнению с влиянием давления и объема.

Таким образом, в упрощенном виде уравнение закона газового состояния определится как

$$p_1 V_1 = p_2 V_2.$$

За счет расширения газа при его подъеме происходит интенсивное снижение забойного давления и обеспечивается возможность поступления дополнительных объемов газа.

Исходя из этого следует правило:

при любых условиях скважину необходимо немедленно закрыть, чтобы свести к минимуму объем поступившего в скважину флюида.

Попавший в скважину газ постоянно всплывает в буровом растворе по затрубному пространству со скоростью примерно 300 м/ч. Если газ достигает поверхности без расширения, то газовая пачка находится под давлением

$$p_2 = \frac{p_{\text{пл}} V_0}{V_2},$$

а так как $V_0 = V_2$, то $p_2 = p_{\text{пл}}$. В результате этого (см. рис. 6.49) забойное давление при достижении газовой пачки устья (скважина длительное время закрыта) может почти удвоиться, т.е. к гидростатическому давлению столба бурового раствора прибавится. Несмотря на то, что для реальных условий это увеличение давления за счет деформации колонны, упругости пород ствола скважины, сжимаемости газа и т.п. несколько меньше, гидроразрыва пластов, находящихся ниже ее башмака, не избежать (см. рис. 6.50).

Таким образом, из этого следует другое правило:

При закрытой скважине нельзя в течение длительного времени допускать всплытия газовой пачки к устью без регулирования ее объема.

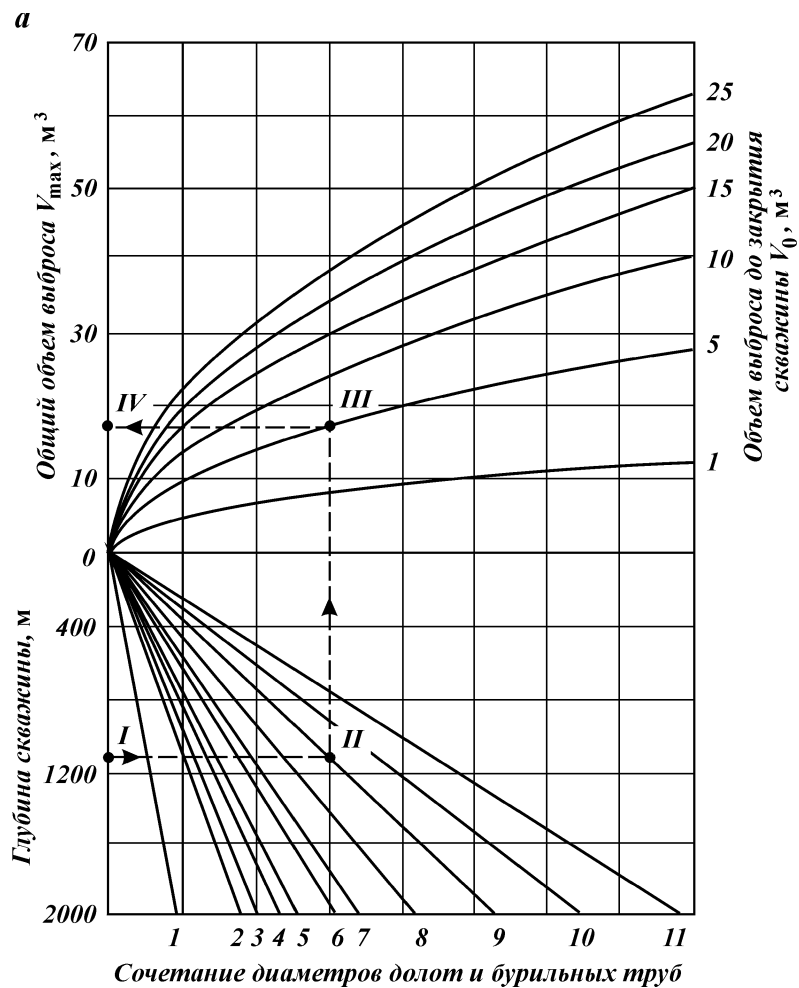
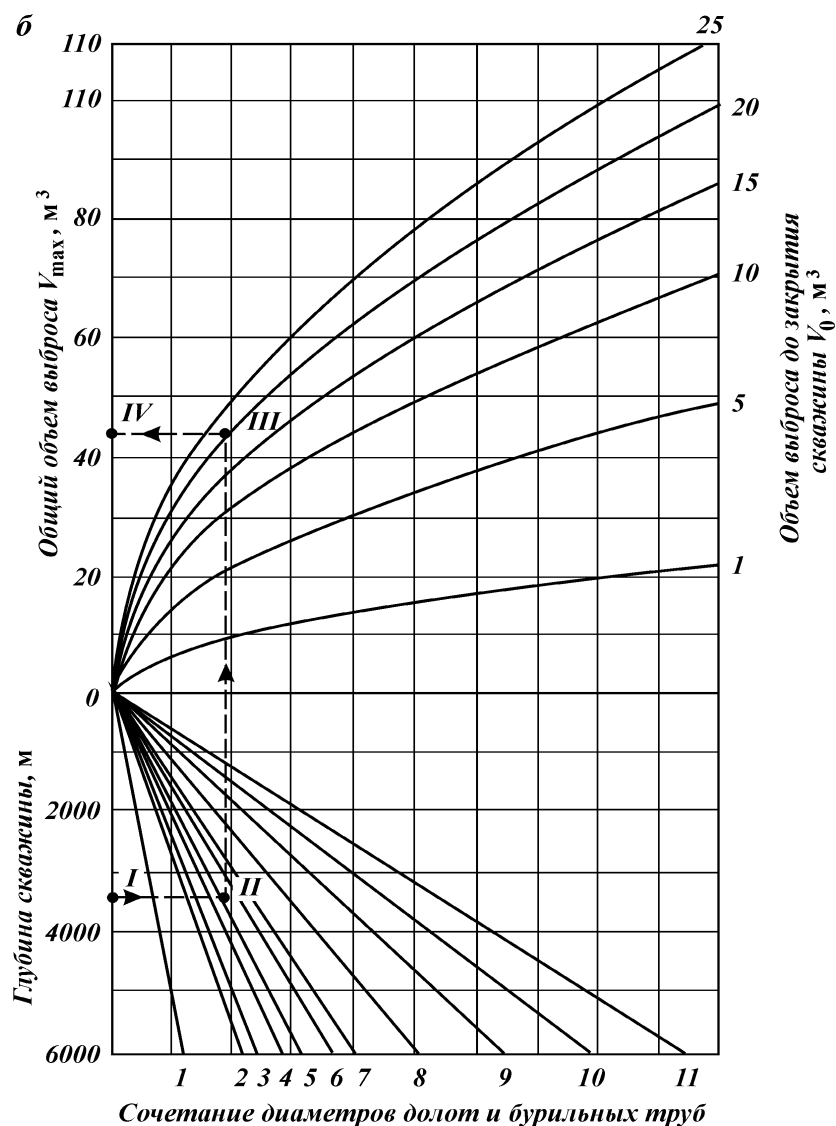


Рис. 7.26. Номограмма для определения прироста объема раствора ΔV при ликвидации газопроявлений в скважинах (“непрерывное глушение скважины”) глубиной до 2000 м (±) и 6000 м (·):

$$\Delta V = V_{\max} - V_0; V_{\max} = \sqrt{V_0 V_{3.п}}$$

Сочетание диаметров долот и бурильных труб	Диаметр, мм		Сочетание диаметров долот и бурильных труб	Диаметр, мм	
	бурильных труб D	долота d		бурильных труб D	долота d
1	140	89	7	243	127
2	190	114	8	269	140
3	190	102	9	295	140
4	214	127	10	320	140
5	214	114	11	346	140
6	243	140			



Если по каким-то причинам после того, как скважина закрыта, невозможно приступить к вымыванию газа на поверхность, давление в затрубном пространстве необходимо регулировать, давая пачке всплывающего газа возможность расширяться, но не столько, чтобы забойное давление оставалось постоянным. Для контроля за забойным давлением необходимо следить за давлением в бурильных трубах – оно должно оставаться постоянным при росте давления в затрубном пространстве.

В процессе циркуляции и вымывания газовой пачки на поверхность происходят также увеличение ее длины и снижение гидростатического давления столба бурового раствора, для компенсации которого необходимо создавать противодействие. Однако для того чтобы забойное давление газовой

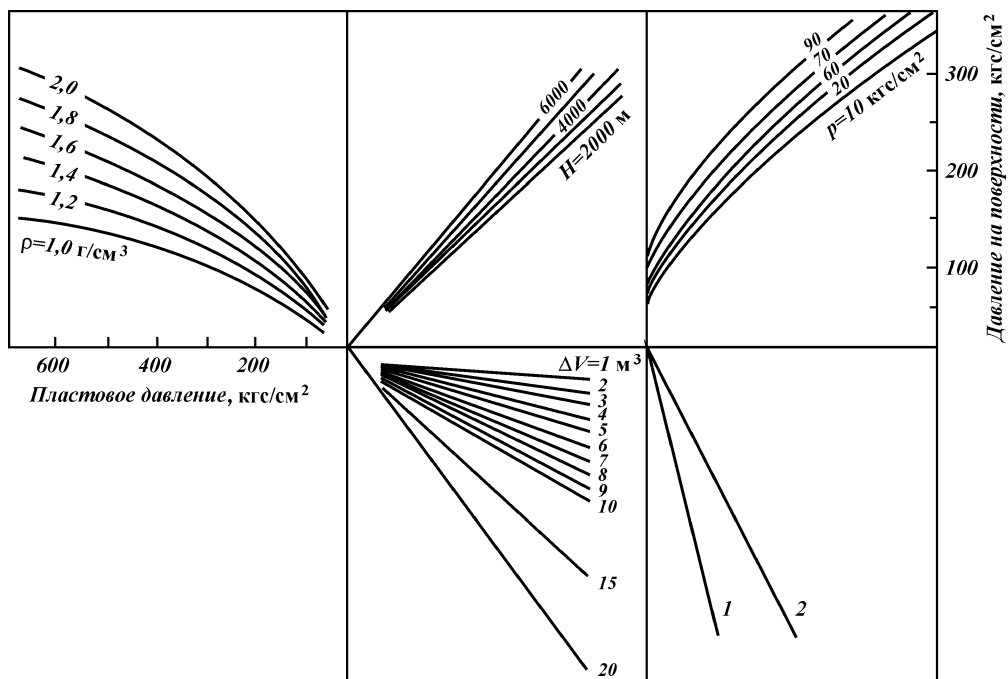


Рис. 7.27. Номограмма для определения максимального давления на поверхности при двухстадийном способе глушения скважин:
1, 2 – колонна диаметром соответственно 324 и 245 мм; H – глубина скважины; p – давление в трубах при закрытой скважине; ΔV – максимальное увеличение объема в емкости

пачкой не было “перенесено” к устью, газу необходимо дать возможность расшириться, сохранив при этом значение забойного давления.

Из этого следует правило:

Не допускать поддержания постоянного давления в затрубном пространстве при вымывании газовой пачки. По мере приближения газа к поверхности для сохранения постоянного забойного давления противодействие на устье следует увеличивать.

Контролируют забойное давление при вымывании газовой пачки одним из изложенных выше методов.

Необходимость увеличения объема выкачиваемого газа приводит к тому, что объем поступающего из скважины бурового раствора становится большим, чем закачиваемого в буровые трубы. Растет уровень раствора в приемных емкостях. По мере вымывания газа он восстанавливается. Прирост объема раствора определяется по следующим зависимостям:

при двухстадийном способе глушения скважин

$$V_{\max} = 0,5V_{\text{з.п}} \left(\sqrt{a^2 + 4(1+a) \frac{V_0}{V_{\text{з.п}}}} - a \right),$$

$$\alpha = \frac{P_{\text{из.т}}}{\rho_{\text{н}} H 0,1}, \Delta V = V_{\max} - V_0;$$

при глушении скважин непрерывным способом

$$V_{\max} = \sqrt{V_0 V_{3.п}}, \Delta V = V_{\max} - V_0.$$

Значение прироста объема раствора при глушении скважин ΔV можно определить и по номограммам (рис. 7.26).

Увеличение объема газа в затрубном пространстве сопровождается снижением гидростатического давления столба бурового раствора, которое для поддержания постоянным необходимо компенсировать увеличением противодействия, создаваемого дросселем.

Максимальные давления на устье скважины при ликвидации газопрооявлений равны (см. рис. 6.51).

При двухстадийном способе глушения скважины

$$p_{\max} = p_{из.т} + (p_{пл} - p_{из.т}) \frac{V_{\max}}{V_{3.п}}.$$

При использовании непрерывного способа глушения

$$p_{\max} = p_{пл} \sqrt{V_0 / V_{3.п}}.$$

Эти давления можно определить по номограммам (рис. 7.27).

Знание максимально ожидаемых давлений при ликвидации проявлений позволяет выбрать способ глушения скважины, так как при использовании двухстадийного способа максимальные давления в колонне при прочих равных условиях больше.

7.6.6. МЕТОДИКА ДВУХСТАДИЙНОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

Выше, в разделе 7.6.2.3, были даны общие принципы глушения скважин этим способом. Последовательность операции при его осуществлении изложена в Рабочей карте двухстадийного глушения скважины, приведенной в конце главы (прил. III).

Напомним, что основной особенностью способа двухстадийного глушения скважины является принцип разделения работ на две четкие стадии – стадию вымывания флюида и стадию собственно глушения скважины. Для контроля за забойным давлением используют косвенные методы контроля, т.е. о нем судят по величине давления в бурильных трубах при постоянной подаче насоса. Поддерживая постоянное давление в бурильных трубах, путем изменения противодействия, создаваемого дросселем, обеспечивают постоянство забойного давления. На первой стадии не ставят цель заглушить скважину буровым раствором более высокой плотности; цель иная – освободить затрубное пространство от флюида. Показателем успешно проведенной операции является выравнивание избыточных давлений в трубах и затрубном пространстве. По значениям этих давлений определяют, на сколько нужно утяжелить буровой раствор, чтобы их компенсировать. На второй стадии закачивают предварительно утяжеленный буровой раствор. При закачивании его в бурильные трубы вновь разбалансируется равенство гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве, поэтому давление в трубах по мере их заполнения снижают на значение избыточного давления, внося поправки на гидравлические сопротивления. Последую-

щую замену бурового раствора в затрубном пространстве раствором более высокой плотности осуществляют при постоянном давлении в бурильных трубах.

Как на первой, так и на второй стадии постоянство давлений в бурильных трубах при его изменении обеспечивают различной степенью открытия или закрытия дросселя: при росте давления его приоткрывают, при снижении – прикрывают. Давление в затрубном пространстве может свободно меняться до тех пор, пока оно не превысит максимально допустимое. Следует также учитывать, что давление в бурильных трубах не реагирует немедленно на изменение противодействия. Скорость передачи давления составляет значительную величину.

Рассмотрим теперь последовательность операций и общие правила их осуществления.

1. При выявлении наличия ГНВП требуется как можно скорее закрыть скважину. Существует много способов раннего обнаружения проявлений. Но если возникает вопрос, проявляет скважина или нет, то необходимо отключить насос и проверить наличие перелива из скважины. Если перелив есть, но имеется сомнение в его причине, то следует закрыть скважину и проверить наличие и значение давления в бурильной колонне.

Необходимо помнить, что чем больше пластового флюида поступило в скважину, тем труднее при больших давлениях ее будет глушить. Теоретически максимальное давление в колонне при глушении газопроявления повышается на квадратный корень объема проявления. Например, при проявлении в 16 м^3 давление в 2 раза выше максимального давления в колонне на поверхности при проявлении в 4 м^3 .

Поэтому при получении сигнала о наличии проявления надо немедленно выполнить операции в приведенной ниже последовательности:

- остановить вращение ротора;
- поднять рабочую трубу так, чтобы замковое соединение находилось в зоне плашек превентора;
- остановить насос (насосы);
- открыть гидроуправляемые задвижки на линии, ведущей к открытым дросселям или в желоб;
- закрыть превентор (предпочтительнее универсальный – гидравлический);
- медленно закрыть дроссель или задвижку на выкиде превентора, следя за тем, чтобы давление в обсадной колонне не превышало допустимое давление разрыва труб или гидроразрыва пород.

2. Далее проводят *регистрацию давлений*:

дают возможность и время избыточным давлениям в бурильных трубах и затрубном пространстве стабилизироваться. Для этого требуется не более 5–10 с (затрачивать больше времени на замер избыточных давлений не допускается, так как в случае газопроявлений всплывающая газовая пачка будет вносить значительные погрешности);

записывают избыточное давление в бурильной колонне $p_{из.т}$, избыточное давление в затрубном пространстве $p_{из.к}$, увеличение объема раствора в приемной емкости V_0 .

Величина V представляет собой проявления и в дальнейшем используется для расчета максимально ожидаемых давлений в затрубном пространстве при глушении скважин.

Если давление в бурильных трубах при закрытой скважине медленно, но непрерывно растет, это может вызываться низкой проницаемостью проявляющихся горизонтов или поднимающимся по стволу газом.

В случае наличия в бурильных трубах обратного клапана $p_{из.т}$ можно определить косвенно, закачивая с малой подачей (0,5–1 л/с) раствор в бурильные трубы с помощью цементировочного агрегата. При закрытой скважине индикаторами забойных условий являются манометры давления в бурильных трубах и затрубном пространстве. Избыточное давление в затрубном пространстве $p_{из.к}$ обычно больше $p_{из.т}$, так как плотность пластовых флюидов обычно легче бурового раствора; поэтому столб загрязненного раствора создает меньшее противодействие на пласт.

3. Выбирают подачу насосов и давление глушения скважины.

После замера и регистрации $p_{из.к}$, $p_{из.т}$ необходимо немедленно приступить к циркуляции бурового раствора. При этом возникают два вопроса: с какой подачей и какое поддерживать давление в бурильных трубах, прямо связанное с величиной создаваемого противодействия.

Во время глушения скважины обычно используется пониженная подача насоса (насосов), равная половине подачи при углублении скважины. Достигается это разными путями – уменьшением числа одновременно работающих насосов, числа ходов насоса в минуту (при дизельном приводе), сменой цилиндрических втулок и др. “Половинная” скорость подачи обычно приемлема, поскольку при этом создаются пониженные нагрузки на насосы (повышается вероятность их безотказной работы), дизеля, снижаются гидравлические потери. Она также позволяет иметь значительный запас по давлению в бурильных трубах, реализация которого может потребоваться в процессе глушения. Низкая подача насосов позволяет более точно регулировать плотность бурового раствора и дает также время на принятие решения при использовании регулируемого дросселя. Однако следует заметить, что правило использования “половинной” подачи насосов является абсолютным. Можно использовать любую подачу, но при этом нужно знать гидравлические сопротивления в скважине при циркуляции в период, предшествующий проявлению. Значение гидравлических сопротивлений $p_{г.с}$ берется по данным углубления скважины, которые необходимо ежедневно регистрировать в специальной карточке. Если при глушении скважины выбрана другая подача насоса (насосов), то давление

$$p''_{г.с} = 1,1 p'_{г.с} n^2,$$

где $p'_{г.с}$ – давление при промывке скважины во время бурения с подачей насосов (Q_1 , л/с), кгс/см² (МПа); n – отношение выбранной подачи насосов Q_2 , имевшей место при бурении, $n = Q_2/Q_1$.

Пример 11. При бурении скважины использовали два буровых насоса с общей подачей $Q_1 = 50$ л/с, при этом давление на стояке $p'_{г.с} = 120$ кгс/см² (12 МПа). Допустим, решено глушить скважину одним насосом с подачей $Q_2 = 25$ л/с.

Тогда

$$p''_{г.с} = 1,1 \cdot 120 (25/50)^2 = 33 \text{ кгс/см}^2 = 3,3 \text{ МПа}.$$

Для подсчета значения гидравлических сопротивлений $p''_{г.с}$ при изменении подачи можно также воспользоваться номограммой, представленной на рис. 7.28. Таким образом, выбрана подача насосов при глушении, которую в

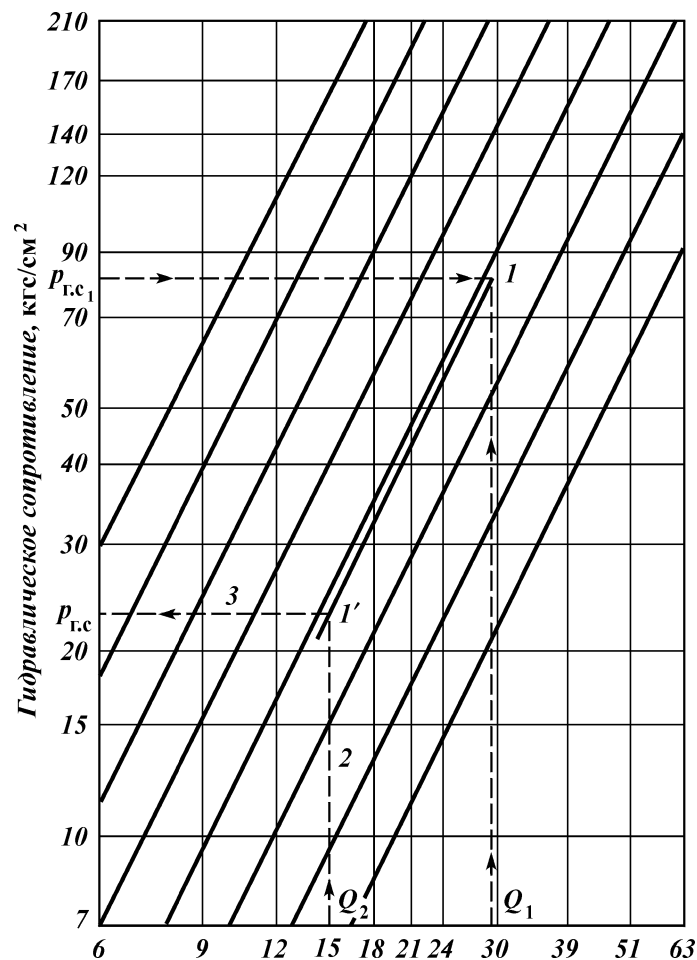


Рис. 7.28. Номограмма для определения давления на выкиде насосов при различной их подаче

период всех работ должны в любой ситуации поддерживать постоянной, и гидравлические сопротивления в системе, соответствующие этой подаче. Затем приступают к непосредственному осуществлению глушения скважин.

4. Стадия I. Начальное давление в бурильных трубах при глушении скважины p_n устанавливается двумя путями.

Значение p_n определяют расчетным путем. Оно равно давлению в бурильных трубах при закрытой скважине $p_{из.т}$ плюс гидравлические сопротивления в системе $p_{г.с}$ при выбранной подаче насосов плюс 5–10 кгс/см² для поддержания некоторого превышения забойного давления над пластовым.

$$p_n = p_{из.т} + p''_{г.с} + 5 \div 10 \text{ кг/см}^2 (0,5 \div 1 \text{ МПа}).$$

Практически устанавливают начальное давление циркуляции p_n следующим образом. Одновременно с пуском насоса (с выбранной подачей) приоткрывают дроссель. Затем степень его открытия регулируют таким образом, чтобы давление в бурильных трубах стало равным расчетному.

Пример 12. Пусть $p_{г.с}'' = 120 \text{ кгс/см}^2 = (12 \text{ МПа})$ $p_{из.т} = 40 \text{ кгс/см}^2 = 4 \text{ МПа}$.
Тогда

$$p_n = p_{г.с} + p_{из.т} + 5 = 120 + 40 + 5 = 165 \text{ кгс/см}^2 = 16,5 \text{ МПа}.$$

Начальное давление циркуляции p_n устанавливается опытным путем. Этот метод обычно используется, когда точно не известны ни подача насоса, ни соответствующие ей гидравлические потери в системе.

После регистрации давлений $p_{из.т}$ и $p_{из.к}$ начинают закачивать в трубы буровой раствор с подачей, при которой решено глушить скважину (обычно $1/2$ подачи при бурении).

Одновременно с пуском насоса (насосов) по мере роста вызванного этим давлением в затрубном пространстве открываемый регулируемый дроссель, чтобы противодействие превышало имевшееся в нем давление $p_{из.к}$ на $5-10 \text{ кгс/см}^2$ ($0,5-1,0 \text{ МПа}$).

Регистрируют давление в буровых трубах при установившейся постоянной подаче насоса (насосов). Это и есть начальное давление глушения скважины p_n .

На процедуру по пуску насоса, установлению соответствующего противодействия и регистрации давления в трубах должен расходоваться минимум времени – до 5 мин (в этом недостаток метода). Преимуществом данного метода установления p_n является отсутствие необходимости заранее знать или рассчитывать гидравлические сопротивления.

Пример 13. После закрытия скважины давление в буровых трубах 15 кгс/см^2 , а в затрубном пространстве – 40 кгс/см^2 . Решено глушить скважину при работе одного насоса с подачей 20 л/с и числом ходов 55 в 1 мин, что соответствует 1200 об/мин вала дизеля.

Включают постепенно насос в циркуляцию. Давление в трубах и затрубном пространстве начинает расти. Когда $p_{из.к}$ становится равным $40 + 5 = 45 \text{ кгс/см}^2 = 4,5 \text{ МПа}$, дроссель открывают, чтобы поддерживать это давление постоянным. Постепенно стабилизируется и давление в буровых трубах, равное, допустим, 75 кгс/см^2 ($7,5 \text{ МПа}$). Это и есть начальное давление глушения проявления p_n .

При двухстадийном способе глушения скважины начальное давление в буровых трубах p_n поддерживается постоянным при постоянной подаче насоса (насосов) в течение всей первой стадии – вымывания флюида. Противодействие в колонне $p_{из.к}$ свободно меняют с помощью дросселя так, чтобы обеспечить это условие. Значение $p_{из.к}$ может быть любым, но не должно превышать максимально допустимого давления $[p_{из.к}]$.

Теоретически одного цикла циркуляции достаточно для вымывания пластового флюида. Однако вполне возможно, что циркуляцию будет необходимо продолжить в течение двух-трех циклов. Контролем успешно законченных работ первой стадии глушения скважины является равенство избыточных давлений в трубах и затрубном пространстве при остановленной циркуляции и закрытой скважине.

5. Стадия II. Подготовка к осуществлению II стадии глушения (кроме работ I стадии) заключается в повышении плотности бурового раствора до значения, необходимого для восстановления равновесия в скважине.

При циркуляции бурового раствора во время, предшествующее началу проявления, плотность раствора известна, поэтому, зная $p_{из.т}$, можно рассчитать пластовое давление проявляющегося горизонта.

$$p_{пл} = \rho_n H \cdot 0,1 + p_{из.т}.$$

Теперь легко определить и необходимую плотность раствора для восстановления равновесия в скважине

$$p_k = p_n + \frac{p_{из.т}}{H \cdot 0,1}.$$

В целях обеспечения некоторого превышения забойного давления над пластовым плотность раствора увеличивают на значение $\Delta\rho$. Величина $\Delta\rho$ выбирается согласно Единым техническим правилам ведения работ при бурении нефтяных и газовых скважин. Тогда

$$p_k = p_n + \frac{p_{из.т}}{H \cdot 0,1} + \Delta\rho.$$

При этом обязательно, чтобы $\rho_k < [\rho]_{г.р.}$.

В случае, если $\rho_k > [\rho]_{г.р.}$, глушение скважины ведут иным способом по специальному плану.

Утяжеляют буровой раствор в необходимых объемах обычно в запасных емкостях уже в период осуществления I стадии глушения. Однако возможен и некоторый разрыв во времени между I и II стадиями глушения, который вообще нежелателен.

6. Вторую стадию глушения скважины начинают с того, что запускают насос с той же подачей, то и при I стадии, давление с помощью дросселя устанавливают равным p_n , но в бурильные трубы закачивают буровой раствор более высокой плотности ρ_k .

По мере заполнения бурильных труб новый буровой раствор будет вначале частично, а по мере подхода к долоту полностью компенсировать избыточное давление $p_{из.т.}$, поэтому отпадает необходимость поддерживать постоянным p_n , которое, как известно, суммировалось из $p_{г.с}$ и $p_{из.т.}$. Необходимое теперь давление (назовем его p_k) определяют только величиной гидравлических сопротивлений $p_{г.с}$. Но так как плотность раствора теперь выше, то выше и гидравлические сопротивления, обычно пропорционально изменению плотности, поэтому

$$p_k = p'_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n}.$$

Существует два метода регулирования изменения давления в бурильных трубах от p_n до p_k в период заполнения их утяжеленным буровым раствором.

По первому методу p_k рассчитывается по формуле

$$p_k = p'_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n},$$

затем в Рабочем листке по глушению скважины, приведенному в конце главы (прил. I), строится график (рис. 7.29), в котором по вертикальной оси откладывается начальное давление циркуляции и вычисленное конечное, а на горизонтальной – текущий объем закачанного раствора или время закачивания раствора, или нарастающее число двойных ходов насоса, т.е. величины, характеризующие степень заполнения бурильных труб утяжеленным буровым раствором. Конечное давление откладывается по вертикальной оси, соответствующей объему бурильных труб.

Имея график изменения давления, по мере заполнения бурильных труб утяжеленным раствором с помощью дросселя в затрубном пространстве снижают давление в бурильных трубах согласно расчетам и построениям от p_n до p_k , которое теперь становится стабильным давлением глушения прояв-

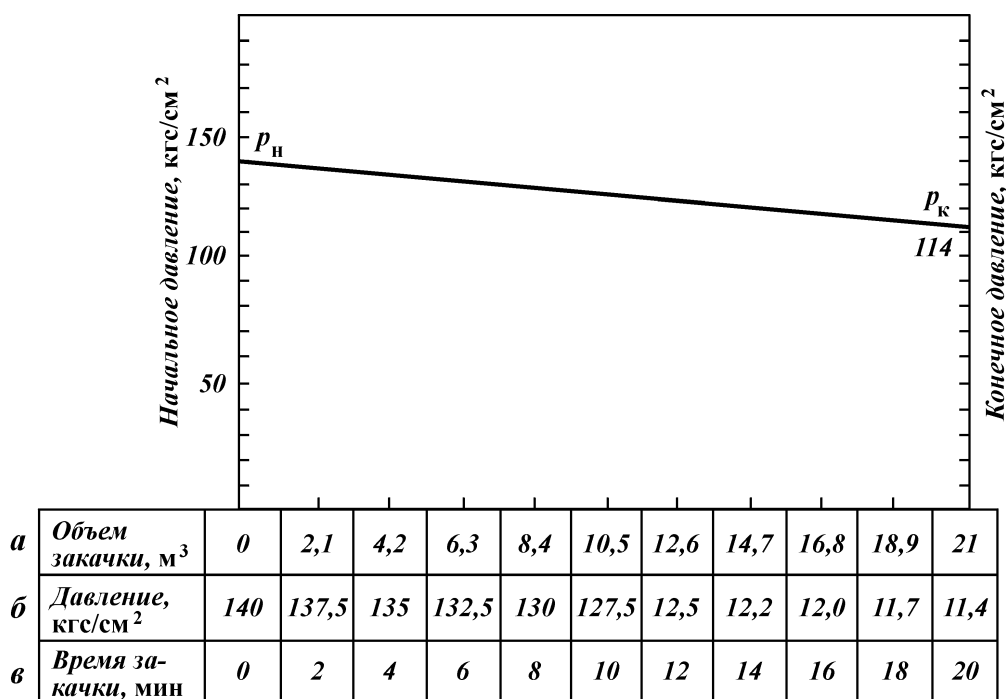


Рис. 7.29. График изменения давления от p_n до p_k по мере закачивания в бурильные трубы утяжеленного бурового раствора плотностью ρ_k : объем бурильных труб 21 м³; начальное давление $p_n = 140$ кгс/см²; конечное давление $p_k = 114$ кгс/см²; подача насоса 18 л/с; время полного заполнения бурильных труб 20 мин

ления, и все дальнейшие работы ведут при этом давлении при постоянной подаче буровых насосов.

По второму методу определяют p_k , расчетов практических никаких не ведут. Поступают следующим образом.

Закачивают утяжеленный раствор в объеме бурильных труб при постоянной, ранее установленной подаче, поддерживая дросселем давление в затрубном пространстве $p_{из.к}$ стабильным. Давление в бурильных трубах в этот период меняется произвольно (естественно, что оно снижается). Но как только закачан объем утяжеленного раствора, равный объему бурильных труб (эту величину нужно знать заранее), фиксируют давление в бурильных трубах, которое и будет p_k . Установленное с помощью проведенной процедуры давление в бурильных трубах p_k становится постоянным давлением глушения скважины, и все последующие работы ведутся при этом давлении. Избыточное давление в затрубном пространстве теперь меняется в степени, обеспечивающей это условие.

Второй метод определения p_k весьма прост, легко осваивается буровиками, но требует определенной осторожности при его осуществлении. Ошибки могут возникнуть в результате неполной очистки раствора от газа, различия в конфигурации ствола скважин и др. Тем не менее он находит самое широкое распространение при осуществлении двухстадийного глушения скважин.

После того, как утяжеленный раствор достиг долота, т.е. установилось

p_k , продолжают вести промывку до тех пор, пока новый раствор не выйдет на поверхность. При этом постепенно увеличивают проходное отверстие дросселя до полного его открытия и снижения противодавления до нуля в конце глушения скважины.

Пример А. Глушение водопоявления двухстадийным способом

Глубина скважины, м:	
проектная.....	4000
фактическая H	3000
Глубина спуска 245-мм колонны h , м.....	1500
Диаметр, мм:	
скважины.....	220
бурильных труб.....	114
Длина УБТ 146-мм, м.....	150
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,4
Давление при промывке $p'_{г.с}$, кгс/см ² :	
одним насосом с подачей 15 л/с.....	40
двумя насосами с подачей 30 л/с.....	140
Давление, кгс/см ² :	
гидроразрыва пород на глубине 1500 м $p_{г.р}$	320
опрессовки колонны $p_{опр}$	200
избыточное в бурительных трубах $p_{из.т}$	30
избыточное в колонне $p_{из.к}$	54
Объем, м ³ :	
проявление.....	13
скважины.....	135
бурильных труб.....	10,5
Время заполнения бурительных труб при подаче 15 л/с, мин.....	12
Время одного цикла при подаче 15 л/с, мин.....	150

1. Определим вид флюида

$$p_{\Phi} = p_n - \frac{p_{из.к} - p_{из.т}}{0,1};$$

$$z = \frac{V_0}{q} = \frac{13}{0,022} = 600 \text{ м}$$

(q – объем 1 м затрубного пространства, в зоне нахождения флюида, м³);

$$\rho_{\Phi} = 1,4 - \frac{54 - 30}{0,1 \cdot 600} = 1,4 - 0,4 = 1 \text{ г/см}^3, \text{ флюид – вода.}$$

2. Допустимое давление

$$[p_{из.к}]_{т.р} = 0,8 \cdot p_{опр} = 0,8 \cdot 200 = 160 \text{ кгс/см}^2 = 16 \text{ МПа};$$

$$[p_{из.к}]_{г.р} = p_{г.р} - 0,1 \rho_n h = 320 - 0,1 \cdot 1,4 \cdot 1500 = 110 \text{ кгс/см}^2 = 11 \text{ МПа.}$$

3. Начальное давление циркуляции

$$p_n = p_{г.с} + p_{из.т} + 5 = 40 + 30 + 5 = 75 \text{ кгс/см}^2 = 7,5 \text{ МПа.}$$

4. Необходимая плотность бурового раствора

$$\rho_k = \rho_n + \frac{p_{из.т}}{H \cdot 0,1} + \Delta p = 1,4 + \frac{30}{3000 \cdot 0,1} + 0,05 = 1,55 \text{ г/см}^3.$$

5. Конечное давление циркуляции

$$p_k = p_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n} = 40 \frac{1,55}{1,4} = 45 \text{ кгс/см}^2 = 4,5 \text{ МПа.}$$

Фазы глушения и характер изменения давлений в бурительных трубах и колонне показаны на рис. 7.30.

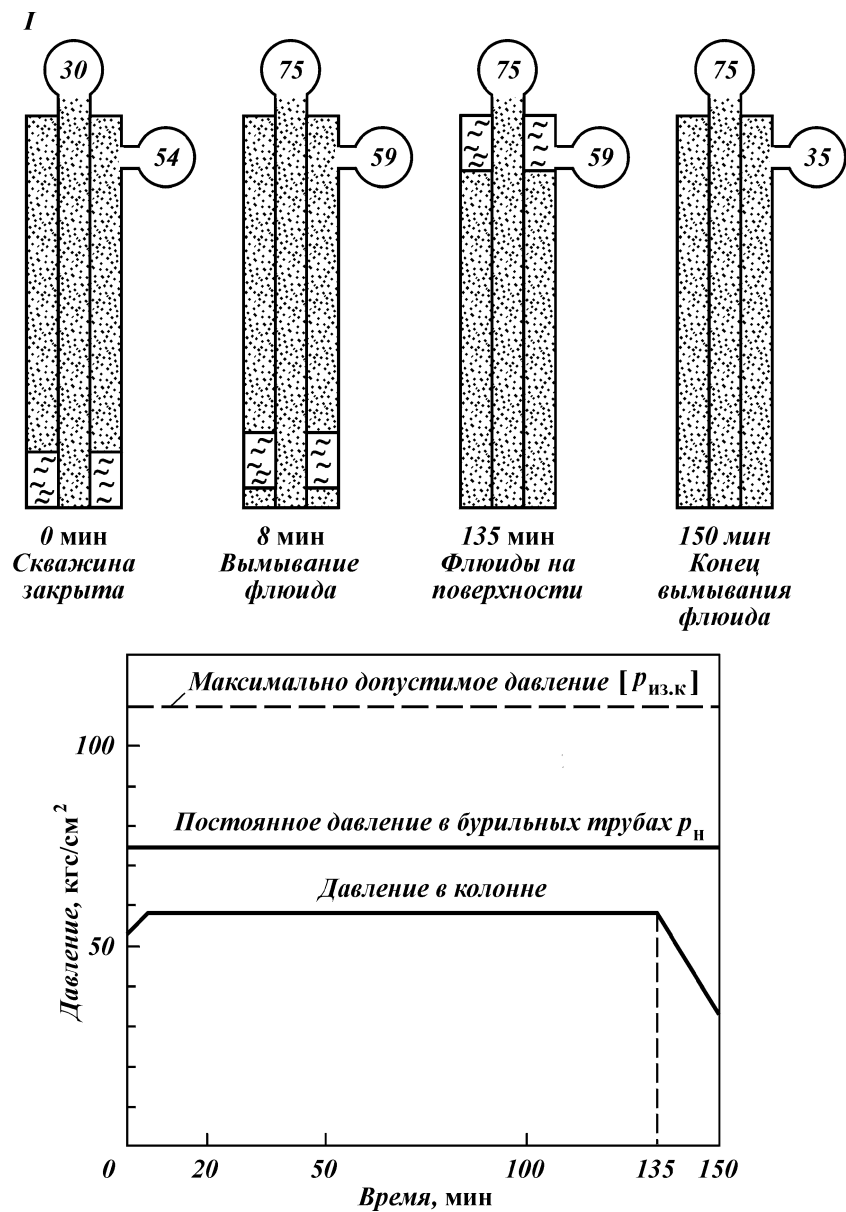


Рис. 7.30. Способ двухстадийного (I и II) глушения скважин, ликвидация водопоявления

Пример Б. Глушение газопоявления двухстадийным способом.

Условия те же, что и в предыдущем примере А, за исключением следующих данных: объем проявления $V_0 = 4 \text{ м}^3$; избыточное давление в колонне $p_{из.к} = 50 \text{ кгс/см}^2 = 5 \text{ МПа}$; избыточное давление в трубах $p_{из.т} = 30 \text{ кгс/см}^2 = 3 \text{ МПа}$.

1. Определим вид флюида:

$$\rho_f = \rho_n - \frac{p_{из.к} - p_{из.т}}{0,1z} = 1,4 - \frac{50 - 30}{0,1 \cdot 160} = 0,15 \text{ г/см}^3;$$

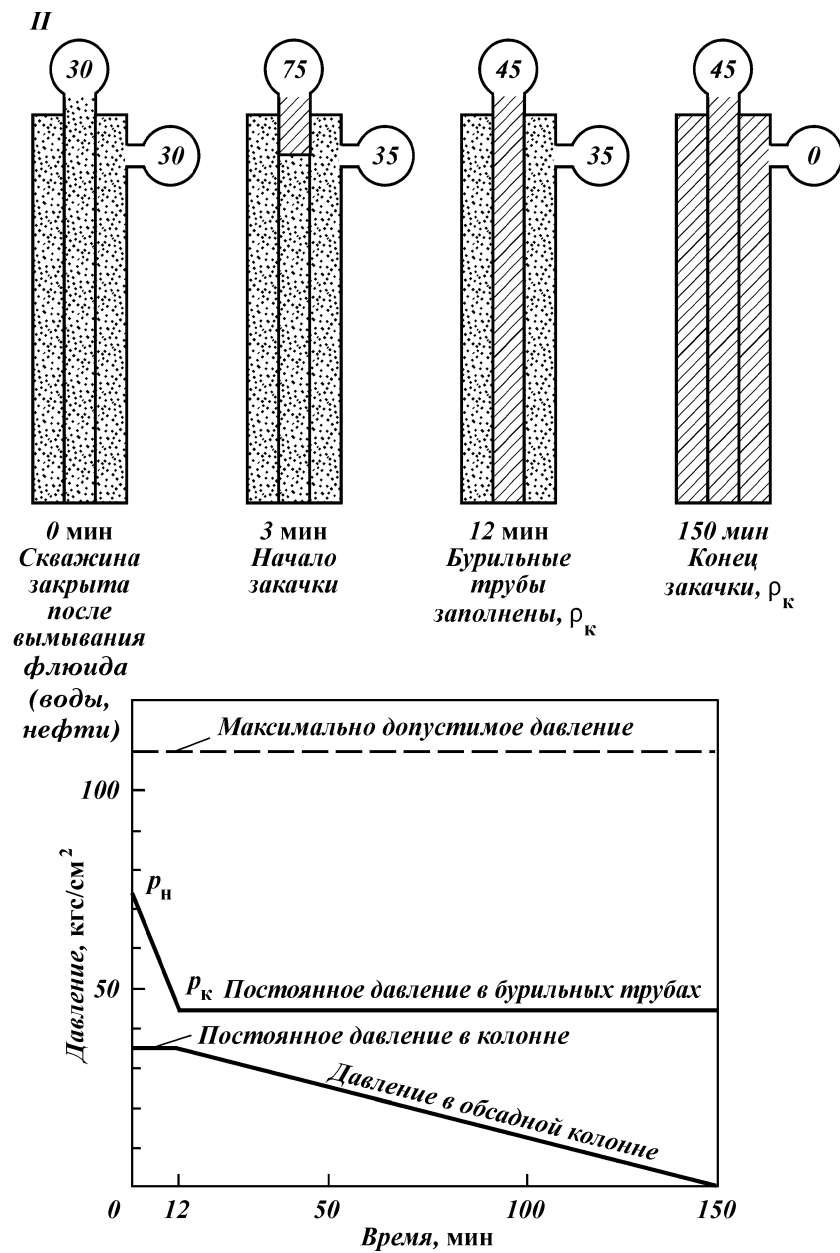


Рис. 7.30. Продолжение

$$z = \frac{V_0}{q} = \frac{4}{0,025} = 160 \text{ м.}$$

С учетом УБТ $q = 0,025 \text{ м}^3$. Так как $\rho_f = 0,15 \text{ г/см}^3$, то, следовательно, флюид газообразный.

2. Начальное давление циркуляции

$$p_n = p_{г.с} + p_{из.т} + 5 - 40 + 30 + 5 = 75 \text{ кгс/см}^2 = 7,5 \text{ МПа.}$$

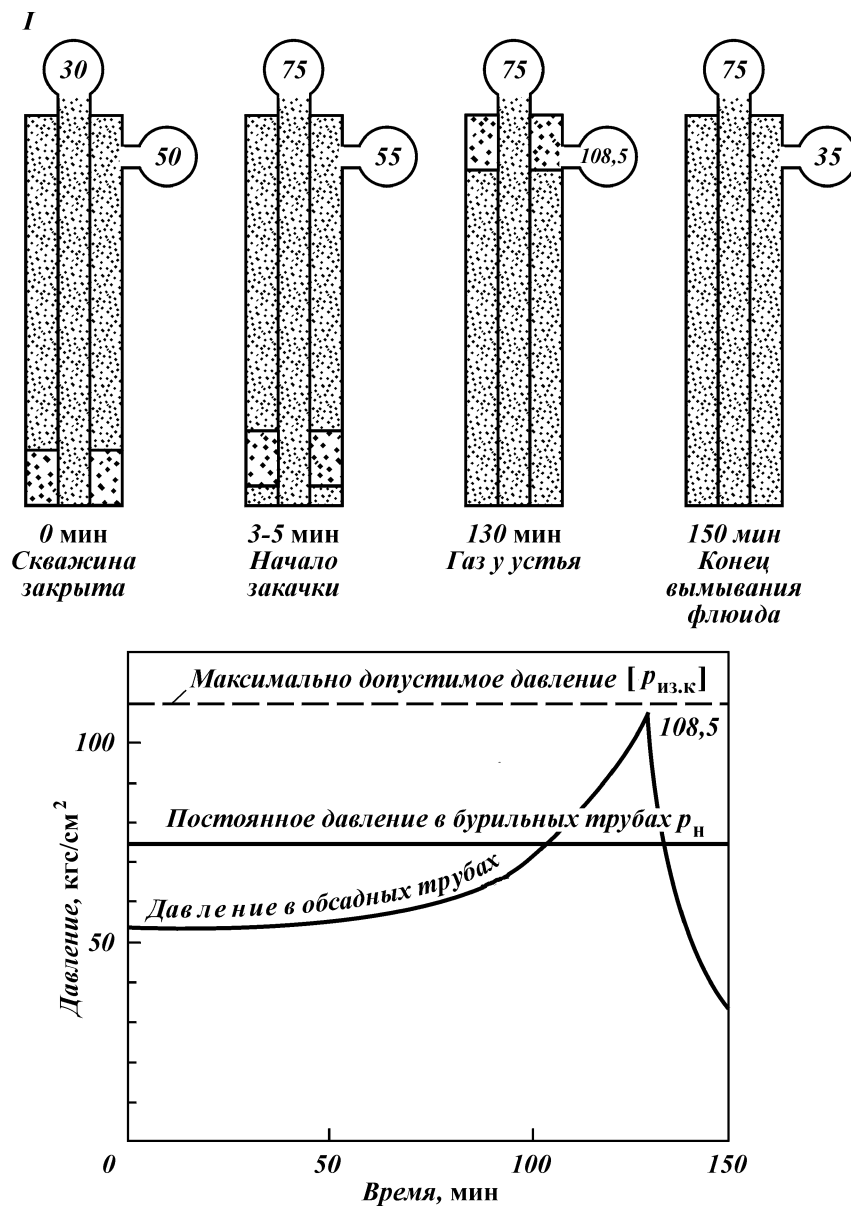


Рис. 7.31. Способ двухстадийного (*I* и *II*) глушения скважин, ликвидация газопроявления

3. Конечное давление циркуляции и плотность раствора будут иметь те же значения, что и в предыдущем примере, так как $p_{из.г}$ и другие параметры одинаковы:

$$\rho_k = 1,55 \text{ г/см}^3;$$

$$p_k = 45 \text{ кгс/см}^2 = 4,5 \text{ МПа}.$$

4. Определим теперь максимально ожидаемое давление p_{max} и прирост объема бурового раствора при глушении ΔV :

$$\Delta V - V_{max} = V_0;$$

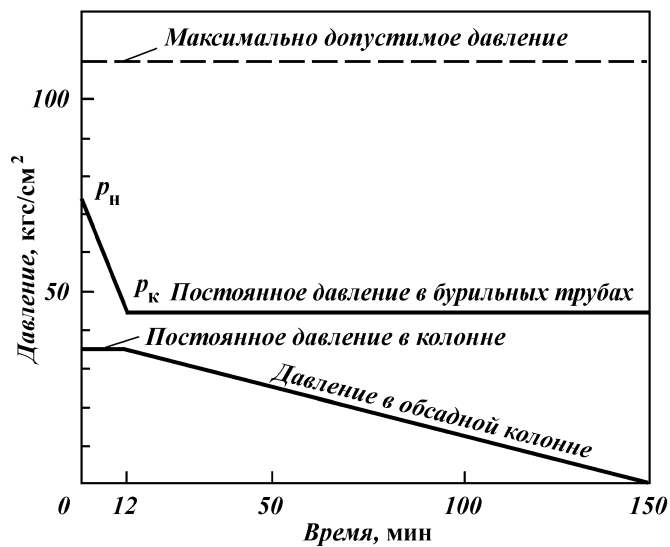
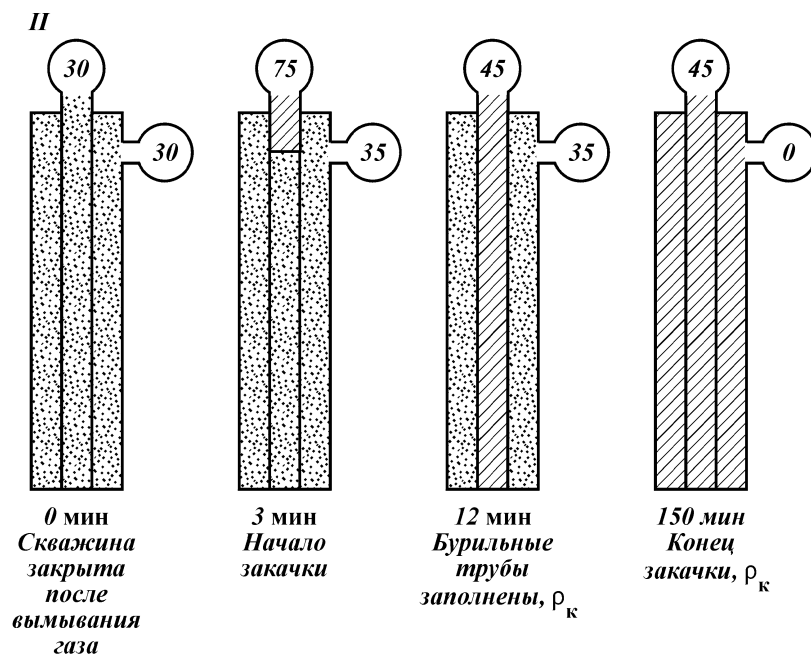


Рис. 7.31. Продолжение

$$V_{\max} = 0,5V_{3.п} \left(\sqrt{a^2 + 4(1+a) \frac{V_0}{V_{3.п}}} - a \right),$$

где

$$a = \frac{p_{из.т}}{0,1H\rho_H} = \frac{30}{0,1 \cdot 3000 \cdot 1,4} = 0,0714;$$

$$V_{\max} = 0,5100 \cdot 0,0714^2 \frac{4 \cdot 1,0714 \cdot 4}{100} - 0,0714 = 17,5 \text{ м}^3;$$

$$\Delta V = 17,5 - 4 = 13,5 \text{ м}^3;$$

$$p_{\max} = p_r + (p_{\text{пл}} - p_r) \frac{V_{\max}}{V_{3,\text{п}}};$$

$$p_{\max} = 30 + (450 - 30) \frac{17,5}{100} = 103,5 \text{ кгс/см}^2 = 10,35 \text{ МПа}.$$

Глушить скважину указанным способом можно, так как $p_{\max} < [p_{\text{из.к}}]$.

Фазы глушения газопроявления указанным способом и характер изменения давлений в бурильных трубах и колонне показаны на рис. 7.31.

Следует обратить внимание на то, что стадии II глушения скважины в примерах А и Б аналогичны.

7.6.7. МЕТОДИКА НЕПРЕРЫВНОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

При ликвидации газовых и газожидкостных проявлений существует возможность глушения скважин в один цикл циркуляции при меньшем избыточном давлении в колонне. Это достигается при использовании способа непрерывного глушения скважин.

Последовательность операций при этом способе изложена в Рабочей карте непрерывного глушения скважин с постепенным утяжелением раствора.

Ниже даны некоторые необходимые пояснения.

Все необходимые для глушения скважины параметры Q , p_n , p_k , ρ_k определяют по тем же зависимостям, что и в двухстадийном способе. Так же ведут работы по закрытию скважины, замерам $p_{\text{из.т}}$, $p_{\text{из.к}}$ и др.

Разница состоит в процедуре выхода на конечное давление циркуляции, т.е. на постоянное давление в бурильных трубах, при котором ликвидируют проявление.

Существует два варианта.

1. *Основной.* Для его осуществления необходимы некоторые построения: в графике Рабочего листка глушения скважины на вертикальной оси наносят точки, соответствующие подсчитанным p_n и p_k , и соединяют их прямой линией (рис. 7.32);

в графе *а* этого графика откладывают значение плотности бурового раствора от p_n до p_k , через равномерные интервалы значения плотности;

в графы *б* и *в* вносят фактический объем закачанного в скважину бурового раствора $V_{\text{ф}}$, при котором плотность достигла соответствующей величины, и объем закачанного в скважину бурового раствора + объем бурильных труб $V_{\text{б.т}}$. Величина $V_{\text{ф}} + V_{\text{б.т}}$ представляет собой объем закачанного раствора, при котором раствор данной плотности докачан к долоту.

Если при глушении скважины расчет заполнения труб и затрубного пространства ведут по времени закачки или по числу двойных ходов насоса, то в графы *б* и *в* вносят фактическое время, при котором плотность достигла указанной в соответствующей графе величины (или суммарное число ходов), и фактическое время закачки (число ходов) + время

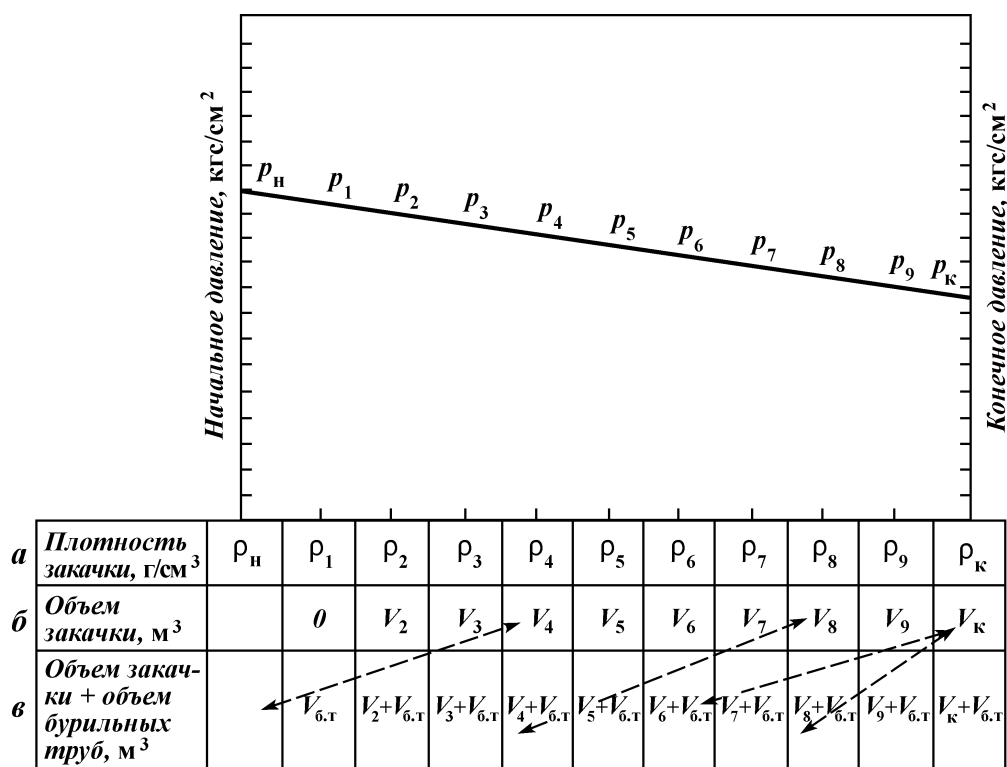


Рис. 7.32. График определения давления в бурильных трубах при способе “непрерывного глушения скважины”

(число ходов), необходимое для заполнения бурильных труб при выбранной подаче насоса.

Графы *б* и *в* заполняют непосредственно в период глушения скважины по мере увеличения плотности бурового раствора, что позволяет в каждый момент времени приблизительно определить среднюю плотность бурового раствора в бурильных трубах. Допустим, что при достижении плотности раствора ρ_8 (см. рис. 7.32) в скважину было закачено V_8 м³ раствора. Тогда в графе *в* находим равную V_8 сумму $V_i + V_{6.т}$ и соответствующую ей плотность, т.е. определяем, какой плотности раствор находится в данное время у долота. Принимая положение, что утяжеление идет равномерно, можно определить, что средняя плотность бурового раствора в трубах равна $(\rho_8 + \rho_i)/2$. По этой величине находят в графе *а* соответствующую плотность. Затем на графике изменения давления определяют, какие необходимо поддерживать давления в бурильных трубах после закачки V_8 м³ бурового раствора. На рис. 7.32 показано, что $V_8 = V_4 + V_{6.т}$. Среднее значение между ρ_8 и ρ_4 равно ρ_6 , следовательно, давление в бурильных трубах надо поддерживать равным p_6 .

Когда объем закачанного раствора меньше объема бурильных труб, среднее значение плотности раствора в бурильных трубах определяют как среднее между ρ_n и ρ_i — фактически достигнутое. В конце закачки во время

заполнения буровых труб раствором плотностью ρ_k процедура определения средней плотности (а следовательно, текущего давления в трубах) сводится к усреднению ρ_k с тем ρ_i , которому в данное время соответствует значение $(V_i + V_{6,т})$, равное по величине общему объему закачки.

Пример В. Условия газопроявления аналогичны с примером Б. Необходимо определить, как менять давление в буровых трубах при постепенном утяжелении закачиваемого в них бурового раствора.

На рис. 7.33 дано решение этой задачи при указанной в графе *а* интенсивности утяжеления бурового раствора.

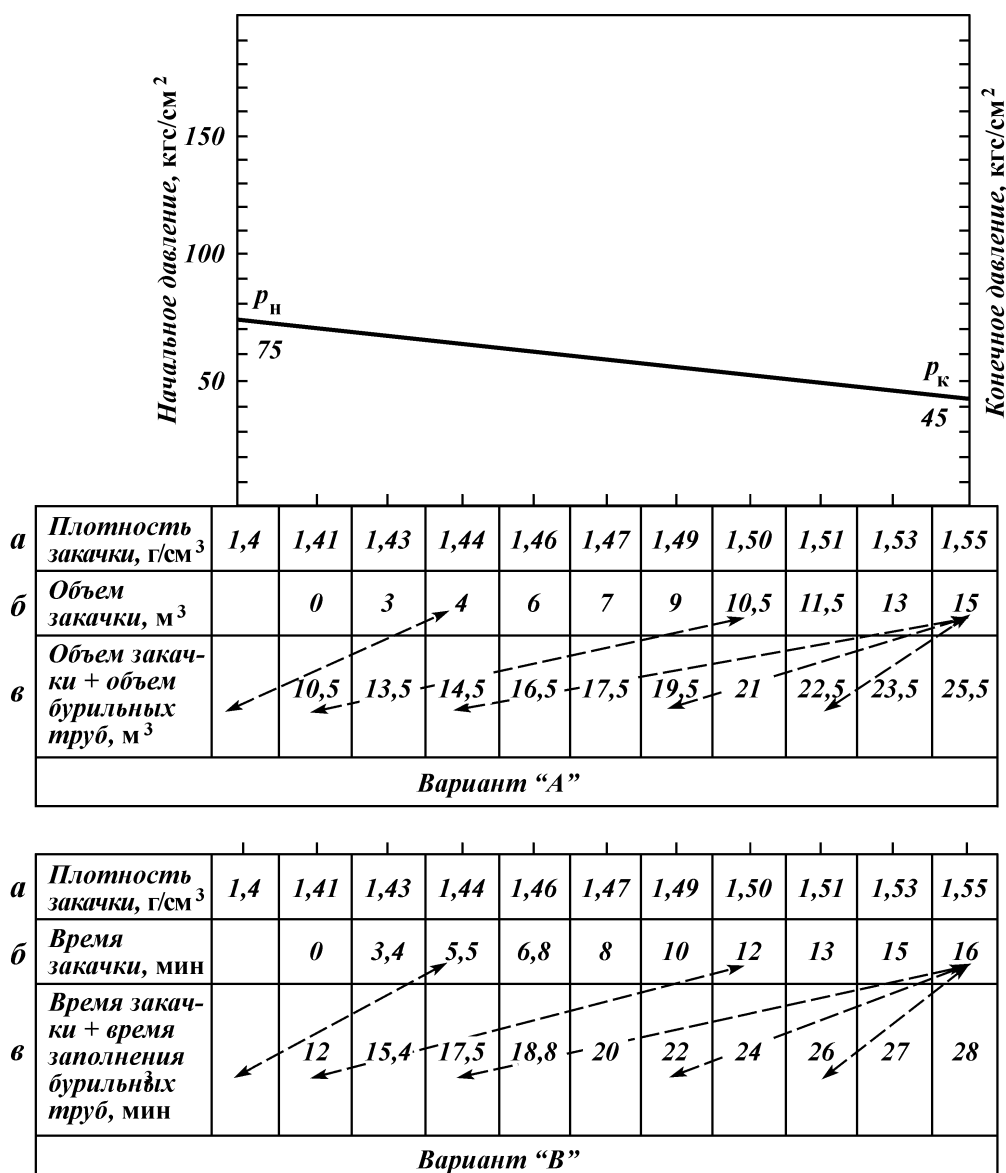


Рис. 7.33. График определения давления в буровых трубах к примеру В

После выхода на режим глушения с постоянным давлением дальнейшие работы при ликвидации проявления способом непрерывного глушения скважин ведутся аналогично двухстадийному способу глушения. Графики изменения давления в трубном и затрубном пространстве показаны на рис. 7.34.

2. Весьма распространен вариант способа непрерывного глушения скважины, когда закачивают имеющийся в запасе утяжеленный буровой раствор сразу после закрытия скважины. Этот способ одинаков со способом

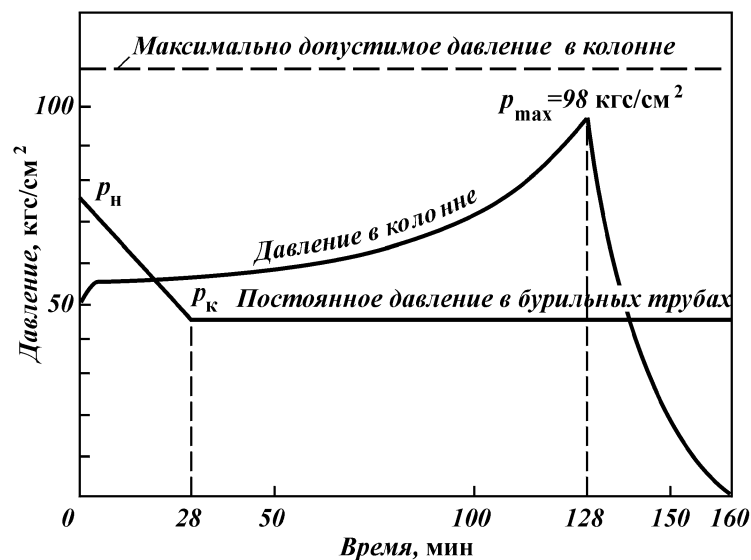
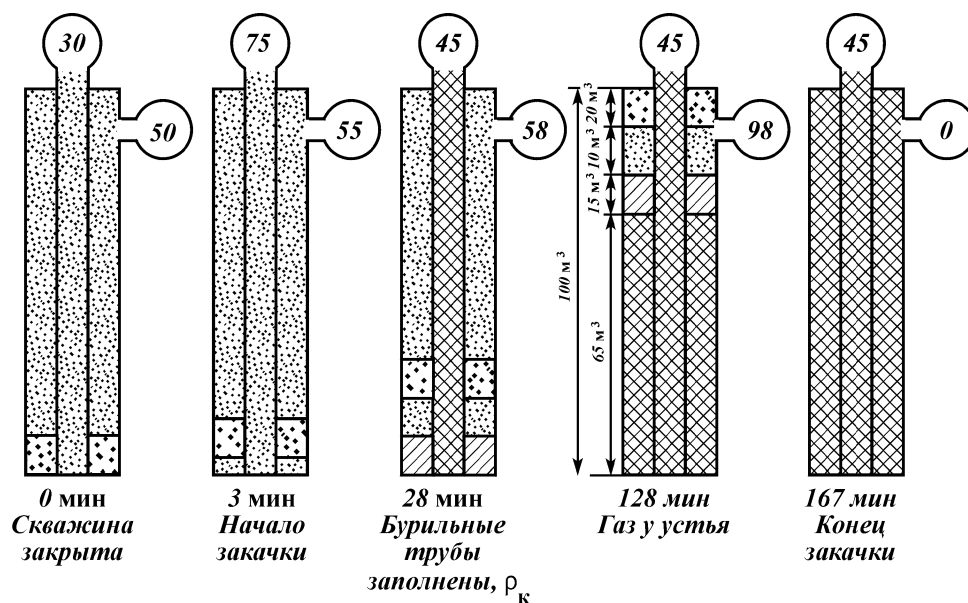


Рис. 7.34. Способ непрерывного глушения скважин, ликвидация газопроявлений с постепенным утяжелением бурового раствора

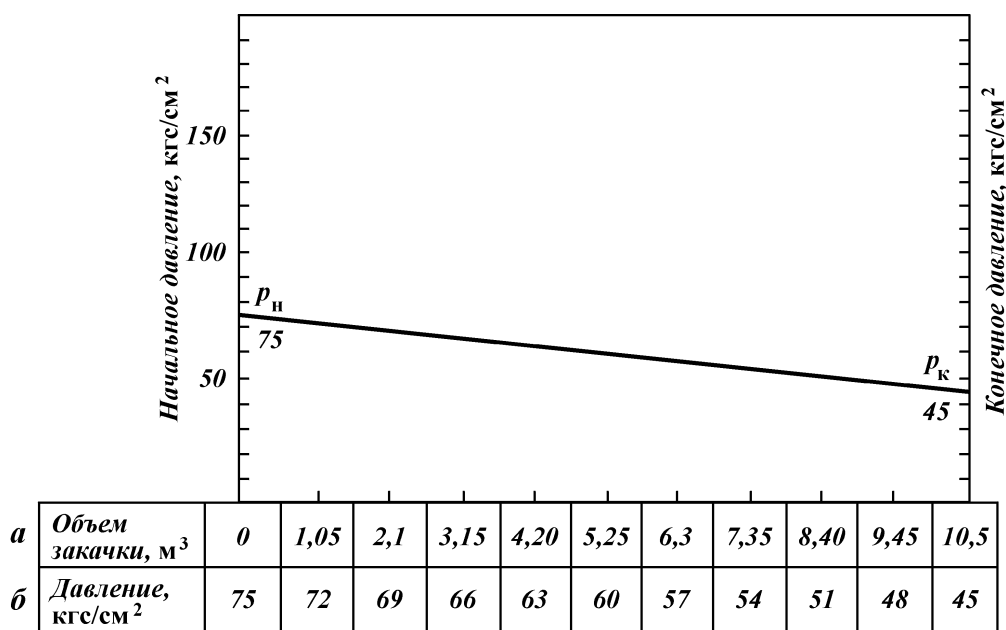


Рис. 7.35. График определения давления в бурильных трубах при способе непрерывного глушения скважины без фазы ожидания

ожидания и утяжеления, но отличается от него отсутствием фазы ожидания, когда скважина закрыта без промывки, а газ всплывает по затрубному пространству, внося погрешности в определение пластового, забойного давлений и другие помехи.

При осуществлении этого способа характер изменений давления от p_n к p_k определяют расчетным путем и с помощью графика в Рабочем листке по глушению скважины. На рис. 7.35 показан пример расчета применительно к условиям газопроявления, изложенным в примере Б. Это расчетный метод.

Конечное (постоянное) давление циркуляции можно определить и опытным путем. Выполняется это так же, как и при двухстадийном способе: во время закачки утяжеленного бурового раствора, равного объему бурильных труб, давление в затрубном пространстве поддерживают постоянным. После прокачки $V_{б.т}$ фиксируют давление в бурильных трубах, которые и принимают равным p_k (см. рис. 7.35). Процедура эта очень простая, но осуществлять ее при ликвидации газопоявлений нужно крайне осторожно, так как прокачиваемый без расширения газ может внести существенные помехи, во время определения p_k . Этот метод определения p_k не рекомендуется для глубоких скважин малого диаметра и при газопоявлениях с небольшой глубиной. В этом случае используют расчетный метод определения p_k .

7.6.8. МЕТОД СТУПЕНЧАТОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

Этот метод наиболее слабо разработан как в отечественной, так и в зарубежной практике. Метод используется при глушении скважин лишь в тех

случаях, когда при закрытии скважины или уже в процессе ее глушения давление в обсадной колонне превышает допустимые, указанные в разделе 7.6.3.

Так как в этих случаях нет другого выхода, кроме пуска скважины в работу по отводу превентора, предпринимается попытка заглушить скважину, ведя циркуляцию с допустимым противодавлением на устье при одновременном утяжелении бурового раствора и освобождении скважины от пластовых флюидов. Очевидно, что в это время равновесие в скважине не установлено, но приток флюидов из пласта ограничен и будет продолжаться лишь до тех пор, пока сумма гидростатического давления столба утяжеленного бурового раствора, смешанного с пластовым флюидом, гидравлического сопротивления в затрубном пространстве и противодавления в колонне (равного максимально допустимому) не станет равной пластовому давлению.

Поддающимися регулированию факторами в этих условиях являются:

- а) плотность бурового раствора – ее обычно повышают;
- б) гидравлические сопротивления – их регулируют (повышают за счет увеличения подачи насосов и повышения реологических параметров раствора (вязкости и сдвига);
- в) степень разбавления бурового раствора флюидом пласта.

На величину смешивания оказывает влияние подача насосов и действия, предусмотренные пунктами “а” и “б”.

Последовательность операций при осуществлении метода ступенчатого глушения скважин изложена в Рабочей карте.

1. Выбор плотности бурового раствора ρ_k , которая необходима для равновесия скважины, в данной ситуации осуществить нет возможности, поэтому ее приходится принимать по косвенным данным – из опыта ранее пробуренных в данном районе скважин, данных геофизики, технических условий, интенсивности проявления и др. Обычно величину ρ_k выбирают несколько выше необходимой для равновесия в скважине, так как неизвестна степень облегчения раствора пластовым флюидом. Следует, однако, опасаться чрезмерного увеличения плотности бурового раствора, поскольку это может вызвать поглощение и осложнить глушение скважины.

Часто буровой раствор продолжают без необходимости утяжелять до тех пор, пока весь газ не выйдет на поверхность. Следует помнить, что до тех пор, пока не замерено давление в закрытой скважине, необходимая плотность бурового раствора неизвестна и ее величину можно оценить лишь приблизительно. Следовательно, в процессе закачки утяжеленного бурового раствора в скважину необходимо делать попытки ее закрытия. Как только появлялись признаки успешного глушения скважины (рост давления в буровых трубах при постоянном давлении в колонне), следует попытаться закрыть скважину. Если при этом величина давления в обсадной колонне не превышает допустимой, то по значению избыточного давления в буровой колонне производят перерасчет необходимой плотности бурового раствора для глушения проявления. Если после закрытия скважины избыточное давление в буровых трубах равно нулю, плотность бурового раствора является достаточной.

Для лучшего контроля давления в буровых трубах рекомендуется открыть задвижку на нагнетательной линии. Если поток из этой линии не прекращается, то следует увеличить плотность бурового раствора на $0,02-0,03 \text{ г/см}^3$. Если же давление снижается, этого делать не следует.

В случае, когда в процессе закачки бурового раствора появляются признаки снижения средней плотности бурового раствора в затрубном пространстве – давление нагнетания при постоянной подаче насосов снижается, то принимаются решения увеличить плотность раствора, подачу насосов, загустить раствор и др.

2. Выбор подачи насосов и давления циркуляции. На первой ступени глушения скважины (правильнее “первых”, т.е. до того, как скважину удастся закрыть) подача насосов выбирается обычно равной той, с которой велось бурение. Давление нагнетания при этом известно. Это очень важно, так как данные по давлению в бурильных трубах служат каналом связи с затрубным пространством. Действительно, по изменению величины давления нагнетания при постоянном противодавлении и подаче насосов можно судить о том, как меняется средняя плотность флюида в затрубном пространстве.

При водопроявлении эта связь обеспечивает получение надежных данных, по которым можно количественно определить степень повышения плотности жидкости в затрубном пространстве.

Сложнее положение при глушении газопроявлений. Поднимающаяся к устью пачка газа стремится расшириться и создает дополнительные давление в колонне. Но так как величина противодействия ограничена, то приходится приоткрывать дроссель, средняя плотность флюида в затрубном пространстве снижается, падает давление нагнетания, снижается и забойное давление. Это явление с особой интенсивностью наблюдается при подходе пачки газа к устью. Поэтому в данный момент необходимо повысить подачу насосов до максимально возможной. Хотя при этом придется приоткрыть дроссель, но уменьшится степень смешивания газа с жидкостью у забоя, возрастут гидравлические сопротивления. В момент выхода газа из скважины за счет меньшей его вязкости противодействие снизится. Появится возможность прикрыть дроссель. После выхода газа подачу насосов вновь снижают до исходной, по значению давления нагнетания судят об успешности проведения первой ступени глушения.

Затем цикл работ повторяют по вымыванию последующих пачек газа, которые обычно бывают меньшими по величине, менее компактными, в большей степени смешанными с раствором, что сокращает рост давления в колонне при подходе их к устью скважины. И так до тех пор, пока появится возможность закрыть скважину, определить $p_{из.т}$ и приступить к окончательной ликвидации проявления одним из способов метода уравновешенного пластового давления.

7.6.9. ВЫБОР СПОСОБА ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

При получении ГНВП необходимо в первую очередь выбрать способ глушения скважины. Способ глушения скважины зависит от многих конкретных условий, включая квалификацию находящегося на буровой персонала, наличия запасного раствора и возможности его утяжеления, состояния колонны и противовыбросового оборудования, состояния ствола скважины, а также характера и интенсивности самого проявления.

При выборе метода глушения скважины необходимо:

1. Определить максимально допустимые давления на устье скважины при ее глушении согласно подразделу 7.6.3.

2. Определить вид поступившего в скважину флюида согласно методу, изложенному в подразделе 7.6.4.

3. Определить максимально ожидаемые давления на устье скважины и приращения объема раствора при ликвидации газопроявлений (подраздел 7.6.5).

При интенсивных газопроявлениях, если устье скважины достаточно надежно и опасность гидроразрыва пластов невелика, допустимы оба спосо-

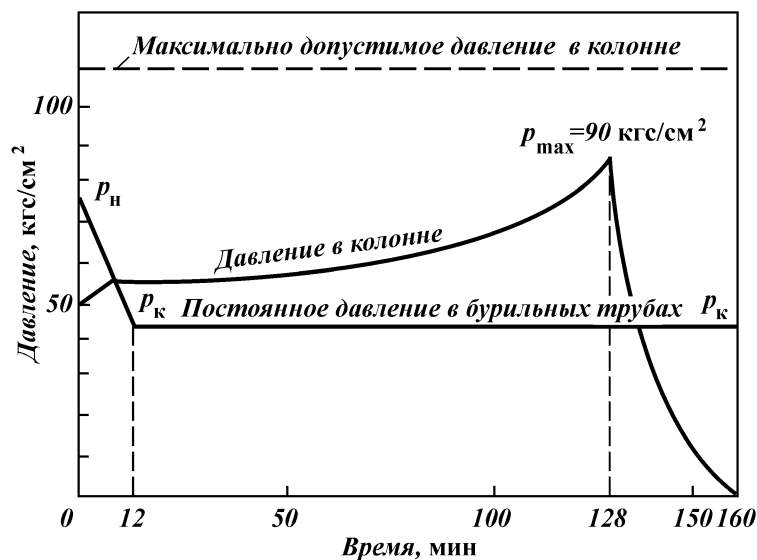
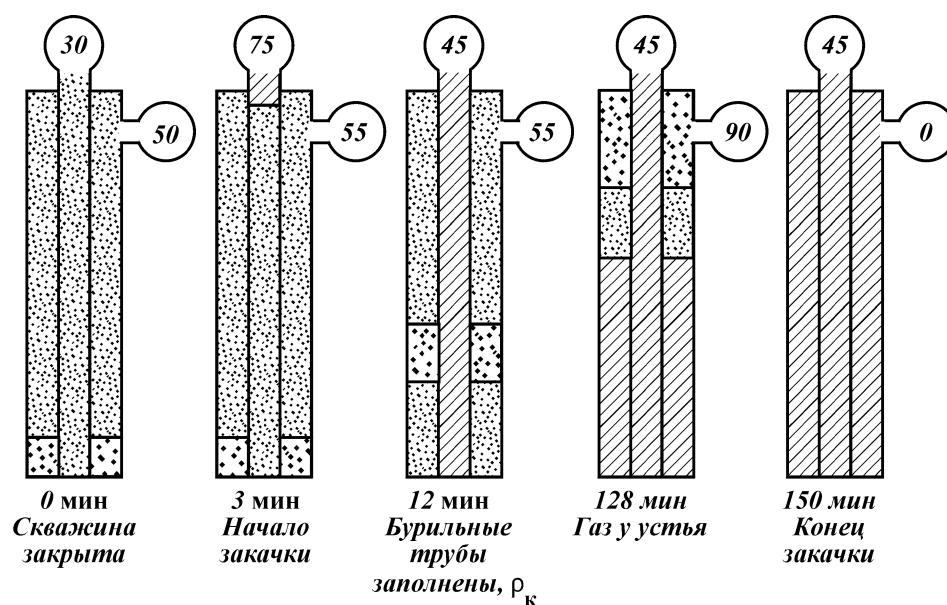


Рис. 7.36. Способ непрерывного глушения скважин, ликвидация газопроявления раствором, утяжеленным до плотности, обеспечивающей равновесие в скважине

ба – непрерывного глушения скважины и двухстадийного глушения скважины – в зависимости от квалификации бурового персонала. Предпочтителен первый способ.

В случае, если в результате расчетов окажется, что в процессе глушения проявления прочности элементов устья находится на пределе, то необходимо использовать способ непрерывного глушения скважины с максимально возможной скоростью утяжеления бурового раствора (рис. 7.36).

Возможны и комбинированные варианты глушения проявления. Например, когда пачка газа подходит к устью и давление в колонне возрастает выше допустимого, переходят на метод ступенчатого глушения скважины, а после выхода газа из скважины вновь используют метод уравновешенного пластового давления и т.д.

Все расчеты по методам и способам глушения скважины относятся к тем случаям флюидопроявлений, когда долото находится на забое.

В случае, если проявление возникло при спускоподъемных операциях, расчет параметров процесса глушения в Рабочем листке глушения скважины и выбор необходимой плотности бурового раствора ведут так же, как и при проявлениях во время бурения, однако все параметры рассчитывают исходя из глубины нахождения долота от устья скважины.

Если необходимая для глушения проявления плотность бурового раствора превышает критическую 2,3–2,5 г/см³, то или принимают меры по допуску долота к забою или башмаку колонны и повторяют операцию или частично глушат проявление закачиванием утяжеленного раствора в бурильные трубы с противодавлением в обсадной колонне, а затем при закрытом затрубном пространстве закачивают буровой раствор, необходимый для глушения скважины плотности “на поглощение”.

В расчетах, полученных зависимостях, обосновании способов и последовательности работ при глушении скважин приняты следующие допущения: температура поступившего флюида и сжимаемость реального газа в процессе глушения изменяются незначительно;

в создании гидростатического давления столба флюидов в затрубном пространстве плотность газа не учитывается.

В настоящей работе не описываются оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов и тушения пожаров. Авторы отсылают интересующихся специалистов к фундаментальной работе [279], где эти вопросы освещены.

7.6.10. ДЕЙСТВИЯ БУРОВОЙ ВАХТЫ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДПРОЯВЛЕНИИ [237]

Практика знает немало случаев, когда проявления переходили в открытые фонтаны только вследствие нечеткой и неслаженной работы обслуживающего персонала. В экстремальных ситуациях в связи с повышенным нервно-психическим напряжением обязанности и порядок действий каждого члена буровой вахты должны быть строго регламентированы, чтобы избежать ошибок, растерянности и связанной с ними потери времени. Операции по глушению скважин должны выполняться под руководством ответственного работника в соответствии с рабочей картой глушения или по специальному плану [222] (табл. 7.15).

Таблица 7.15

Действия членов буровой вахты при газонефтеводопроявлениях (ГНВП)

Прямые и косвенные признаки ГНВП	Мероприятия по ликвидации ГНВП	Работник, ответственный за выполнение	Исполнители
Прямые признаки: увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости на $1/2$, но не более $1,5$ Повышение расхода (скорости) выходящего бурового раствора из скважины	Б у р е н и е		
	Поддают сигнал “Выброс”. Прекращают углубление скважины. Выключают насосы	Бурильщик	Бурильщик “ 1-й помощник бурильщика
	Поднимают долото над забоем навинчивают шаровой кран (обратный клапан) на бурильную трубу при отсутствии его под ведущей трубой.	“	2-й или 3-й помощник бурильщика
	Открывают гидроуправляемую и ручные задвижки на дроссельной линии.	“	То же
	Закрывают универсальный превентор (при его отсутствии – верхний плашечный).	“	Бурильщик
	Сообщают руководству РИТС о возникновении ГНВП.	“	Лаборант
	Немедленно закрывают дроссель.	“	3-й помощник бурильщика
	Регистрируют избыточное давление в бурильной и обсадной колоннах.	“	2-й помощник бурильщика
	Включают насос, определяют p_n , открывают дроссель, вымывают пластовый флюид.	Буровой мастер	Бурильщик, 1-й и 2-й помощники бурильщика
	Утяжеляют буровой раствор в приемных емкостях.	То же	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант
Уменьшение против контрольного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство при подъеме бурильной колонны на $1/4V_{пр}$, но не более 1 м^3. Увеличение против контрольного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны на $1/4V_{пр}$, но не более 1 м^3 Перелив бурового раствора из скважины	Закачивают в скважину утяжеленный буровой раствор	“	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
	С п у с к о п о д ъ е м н ы е о п е р а ц и и		
	Поддают сигнал “Выброс”. Немедленно приступают к спуску труб.	Бурильщик	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
	Сообщают руководству РИТС о возникновении ГНВП	“	Лаборант
	Контролируют объем вытесняемой жидкости.	Бурильщик	“
	Продолжают спуск инструмента, пока объем поступления пластового флюида не превысит $1/2V_{пр}$	Буровой мастер	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
	Навинчивают на колонну бурильных труб обратный клапан (шаровой кран).	Бурильщик	Бурильщик, 1-й и 2-й помощники бурильщика
	При переливе из труб закрывают шаровой кран.	Буровой мастер	Бурильщик
	Открывают гидроуправляемую задвижку и задвижки на дроссельной линии.	То же	Бурильщик, 1-й помощник бурильщика

Продолжение табл. 7.15

Прямые и косвенные признаки ГНВП	Мероприятия по ликвидации ГНВП	Работник, ответственный за выполнение	Исполнители
	Открывают верхний плащечный превентор (если инструмент в обсадной колонне) или ПУГ (при нахождении инструмента в открытом стволе). Навинчивают на бурильные трубы промывочную головку с краном высокого давления или ведущую трубу. Медленно закрывают дроссель. Снимают показания давления в обсадной колонне и бурильных трубах, определяют по приемной емкости объем поступившего пластового флюида. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР	Буровой мастер	Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
		“	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика
		“	1-й помощник бурильщика
		“	Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
		Инженер-технолог (буровой мастер)	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант
Геофизические работы			
Перелив из скважины бурового раствора	Подают сигнал “Выброс”. Прекращают геофизические работы. Поднимают геофизические приборы из скважины. Сообщают руководству о возникшем ГНВП. Приступают к спуску инструмента с обратным клапаном и продолжают спуск, пока объем поступления флюида не превысит $1/2 V_{пр}$. Прекращают спуск и герметизируют устье скважины. При интенсивном проявлении рубят кабель и герметизируют скважину плашками превентора. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР	Бурильщик	Бурильщик
		“	Начальник партии
		“	То же
		“	1-й помощник бурильщика
		“	Бурильщик, 1-й помощник бурильщика
		“	То же
		Буровой мастер	Начальник партии
		Инженер-технолог (буровой мастер)	Бурильщик, 1-й, 2-й, 3-й помощники бурильщика, лаборант

ПРИЛОЖЕНИЕ I

РАБОЧИЙ ЛИСТОК ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Скважина № _____
Долото на глубине _____ м

Дата “___” “___” 20 ____ г.
Время суток ____ ч ____ мин

1. Предварительная информация

Допустимое давление на устье..... кгс/см² (МПа)
Гидравлические сопротивления в системе во время бурения при
производительности насосов _____ л/с и двойных ходах поршня
в минуту..... кгс/см² (МПа)

Плотность бурового раствора при бурении.....	_____	г/см ³
Объем буровых труб.....	_____	м ³
2. Данные замеров		
Давление в буровых трубах при закрытом устье.....	_____	кгс/см ² (МПа)
Давление в обсадной колонне при закрытом устье.....	_____	кгс/см ² (МПа)
Увеличение объема бурового раствора.....	_____	м ³
3. Определение начального давления при глушении		
Гидравлические сопротивления в системе при бурении + давление в буровых трубах при закрытом устье +5+10.....	_____	кгс/см ² (МПа)
4. Расчет необходимой плотности бурового раствора при глушении		
Плотность раствора + $\frac{\text{давление в буровых трубах при закрытом устье}}{\text{длина буровых труб} \times 0,1}$ + запас Δp	_____	г/см ³
Гидравлические сопротивления $\times$ плотность раствора при глушении +5+10.....	_____	кгс/см ² (МПа)
сопротивления в системе		
плотность раствора до проявления		

ПРИЛОЖЕНИЕ II

РАБОЧАЯ КАРТА НЕПРЕРЫВНОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ С ПОСТЕПЕННЫМ УТЯЖЕЛЕНИЕМ РАСТВОРА

Дата "___" _____ 20__ г.
Время суток ___ ч ___ мин

Предварительная информация

Диаметр скважины $D_{\text{скв}}$	_____	мм
Размер обсадной колонны D_k	_____	мм
Глубина спуска обсадной колонны	_____	м
Давление последней опрессовки колонны	_____	кгс/см ² (МПа)
Давление на выкиде насоса $p'_{\text{г.с}}$	_____	кгс/см ² (МПа)
Подача Q_1	_____	л/с
Объем буровых труб	_____	м ³
Допустимое давление в колонне (коллекторе), равное 80 % давления последней опрессовки	_____	кгс/см ² (МПа)
Допустимое давление в колонне, исходя из предотвращения гидро-разрыва пластов	_____	кгс/см ² (МПа)

Операция 1. Стабилизация давления

Остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации давления. Помни! Нельзя допускать, чтобы давление в колонне превышало максимально допустимое. В случае роста давления выше этого значения осуществлять промывку при максимально допустимом давлении в колонне и использовать метод ступенчатого глушения скважин.

После стабилизации давления в закрытой скважине (давление может не стабилизироваться – наблюдать не более 5–10 мин!). Записать следующие максимально отмеченные значения:

давление в буровых трубах $p_{\text{из.т.}}$	_____	кгс/см ² (МПа)
давление в обсадной колонне $p_{\text{из.к.}}$	_____	кгс/см ² (МПа)
плотность бурового раствора в буровых трубах ρ_n	_____	г/см ³
длина буровой колонны в скважине H	_____	м
объем проявления (увеличение объема бурового раствора в емкостях) V_0 до закрытия скважин.....	_____	м ³

Операция 2. Расчеты величин технологических параметров глушения скважин

Подсчитать:

а) необходимую плотность бурового раствора для глушения проявления ρ_k

$$\rho_k = \rho_n + \frac{p_{\text{нат}} 10}{H} + \Delta p$$

(или определить по номограмме)

б) величину гидравлических потерь $p_{г.с}^0$ (при выбранной постоянной подаче насоса, л/с взять прямо из сведений при бурении, если $Q_1 = Q_2$) или определить по номограмме,

или пересчитать по формуле $p_{г.с}^0 = 1,1 p'_{г.с} \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2$ кгс/см² (МПа)

в) начальное давление глушения скважины, $p_n = p_{г.с}^0 + p_{из.т} + 5 + 10$ кгс/см² (МПа)

г) конечное давление глушения скважины, $p_k = p_{г.с}^0 - \frac{p_k}{p_n}$ кгс/см² (МПа)

Операция 3. Начало циркуляции бурового раствора

Открыть отводы превентора через дросселя в желоба, линию на дегазатор или сепаратор. Одновременно включить насос в циркуляцию, постепенно довести его подачу до выбранного значения. Отрегулировать степень открытия дросселя так, чтобы давление в буровых трубах стало равным значению p_n , подсчитанному в операции 2. Поддерживать циркуляцию с постоянной подачей и давлением в буровых трубах. Если давление в нагнетательной линии становится выше p_n , приоткрыть дроссель, если уменьшается – прикрыть.

Операция 4. Утяжеление циркулирующего бурового раствора

Начинать утяжеление закачиваемого в скважину бурового раствора.

Операция 5. Определение давления циркуляции при глушении проявления

Построить график снижения давления нагнетания p_n по мере утяжеления и закачивания бурового раствора в буровые трубы до p_k .

Операция 6. Снижение давления в буровых трубах от p_n до p_k

Регулярно следить за повышением плотности бурового раствора, заполнять бланк графика снижения давления. Своевременно по мере роста плотности бурового раствора и в соответствии с графиком снижать давление нагнетания от p_n до p_k по мере заполнения буровых труб утяжеленным раствором.

Операция 7. Глушение проявления

Вести глушение проявления циркуляцией с постоянным давлением p_k в буровых трубах при постоянной плотности бурового раствора p_k . Если давление в буровых трубах снижается, то прикрывать дроссель, если повышается – приоткрывать.

Помни! Если давление в колонне станет превышать максимально допустимое, то дроссель приоткрыть, циркуляцию вести на максимально допустимом давлении в колонне (метод ступенчатого глушения скважины и операцию по глушению скважины повторить).

Операция 8

После того, как из скважины начнет поступать буровой раствор плотностью p_k , снизить избыточное давление перед дросселем (обычно равно 5–10 кгс/см², т.е. 0,5–1 МПа). Остановить насосы и проверить, нет ли перетока бурового раствора из скважины. Если из нее продолжает поступать раствор, то вновь закрыть скважину и проверить, не поднимается ли давление за колонной или в буровых трубах. Если нет, то открыть превенторы и промыть скважину с полной подачей насосов и окончательным выравниванием плотности раствора по всему циклу. При наличии давления в буровых трубах операции по глушению скважины повторить с вновь пересчитанной плотностью бурового раствора.

ПРИЛОЖЕНИЕ III

РАБОЧАЯ КАРТА ДВУХСТАДИЙНОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Дата “___” ____ 20 ____ г.
Время суток ____ ч ____ мин

Предварительная информация

Размер обсадной колонны D_k мм

Диаметр скважины $D_{\text{скв}}$	_____ мм
Глубина спуска колонны h	_____ м
Давление последней опрессовки колонны	_____ кгс/см ² (МПа)
Давление на выкиде насоса во время бурения при числе двойных ходов в минуту и подаче л/с	_____ кгс/см ² (МПа)
Объем бурильных труб	_____ м ³
Допустимое давление в обсадной колонне – 80 % давления последней опрессовки	_____ кгс/см ² (МПа)
Допустимое давление в колонне исходя из гидроразрыва пластов ...	_____ кгс/см ² (МПа)

Операция 1. Стабилизация давления

Остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации давления. Помни! Нельзя давать давлению в колонне превышать максимально допустимое. В случае роста давления выше этого значения необходимо осуществить промывку с максимально допустимым противодействием в колонне и использовать метод ступенчатого глушения скважины.

После стабилизации давления в закрытой скважине (давление может не стабилизироваться – наблюдать не более 5–10 мин!) записать следующие максимальные значения:

давление в бурильных трубах $p_{\text{из.т}}$	_____ кгс/см ² (МПа)
давление в обсадной колонне $p_{\text{из.к}}$	_____ кгс/см ² (МПа)
плотность бурового раствора в бурильных трубах ρ_n	_____ г/см ³
длина бурильной колонны в скважине H	_____ м
объем проявления (увеличение объема бурового раствора в емкостях) до закрытия превенторов	_____ м ³

Операция 2. Определение давления циркуляции p_n

Открыть отводы превентора через штуцеры в желоба (или линию) на дегазатор или сепаратора. Одновременно включить насос в циркуляцию, постепенно доведя его подачу до выбранного значения. Записать параметры скорости работы насоса:

частота двойных ходов в минуту _____
показания тахометра дизелей _____ об/мин

Одновременно с пуском насоса отрегулировать степень открытия дросселей так, чтобы давление в обсадной колонне при постоянной подаче насоса превышало давление до начала циркуляции $p_{\text{из.к}}$ на 5–10 кгс/см². При отрегулированном давлении перед дросселем и постоянной подаче насоса записать давление циркуляции p_n

Операция 3. Вымывание пластовых флюидов из скважины

Вести циркуляцию, поддерживая при этом постоянную подачу насосов и постоянное давление в нагнетательной линии p_n , изменением площади проходного сечения дросселя. Если давление в нагнетательной линии поднимается выше p_n _____ кгс/см², приоткрыть дроссель, если уменьшается – закрыть.

Внимание! Если давление в колонне станет превышать максимально допустимое, то дроссель приоткрыть и циркуляцию вести на максимально доступном давлении в колонне, т.е. перейти на метод ступенчатого глушения скважины.

Операция 4. Определение новых избыточных давлений

После вымывания из скважины пластовых флюидов – газа, нефти, воды – остановить насосы и закрыть скважину. В этом случае избыточные давления в бурильной и обсадной колоннах должны быть одинаковыми и равняться первоначальному избыточному давлению в бурильной колонне $p_{\text{из.т}}$

Операция 5. Определение плотности бурового раствора

Определить требуемую для глушения скважины плотность бурового раствора $\rho_k = \rho_n + \frac{p_{\text{из.к}} 10}{H} + \Delta p$

Операция 6. Утяжеление бурового раствора

Утяжелить имеющийся в емкостях буровой раствор в объеме, равном 1,2–1,5 объема скважины. Рекомендуется проводить операцию 6 в отдельных запасных емкостях одновременно с операцией 3. Принять меры по ускоренному утяжелению бурового раствора!

Операция 7. Определение начального давления циркуляции

Вновь открыть отводы превентора через дроссели в желобную систему. Одновременно включить насос в циркуляцию, постепенно довести его подачу до постоянного значения.

Записать подачу насоса л/с, частоту ходов поршня в минуту _____, показания тахометра дизелей _____ об/мин. Отрегулировать степень открытия дросселя так, чтобы давление в обсадной колонне при постоянной подаче насоса превышало давление до конца циркуляции на 5–10 кгс/см². При отрегулированном давлении в колонне (равном $p_{из.к} + 5+10$) и постоянной подаче насосов записать давление в бурильных трубах p_n _____ кгс/см² (МПа)

Операция 8. Определение конечного давления циркуляции

Вести закачку утяжеленного бурового раствора при постоянном давлении в колонне ($p_{из.к} + 5+10$). Давление в бурильных трубах при этом будет снижаться. Запишите значение давления в бурильных трубах в момент, когда они полностью будут заполнены утяжеленным буровым раствором, p_k _____ кгс/см² (МПа)

Операция 9. Глушение проявления – закачивание утяжеленного бурового раствора

Вести глушение проявлений при постоянной подаче насоса и постоянном давлении p_k в бурильных трубах. Давление перед дросселем постепенно снижать, контролируя степень его открытия, исходя из постоянства давления в бурильных трубах.

Операция 10. Промывка скважины после глушения проявления

После того, как из скважины начинает поступать буровой раствор плотностью ρ_k , снизить давление перед дросселем (обычно равное к этому моменту 5+10 кгс/см²). Остановить насосы и проверить, нет ли перетока бурового раствора из скважины. Если из нее продолжает поступать раствор, то вновь закрыть скважину и проверить, не поднимается ли давление в обсадной колонне или бурильных трубах. Если нет, то открыть превенторы и промыть скважину с полной подачей насосов с окончательным выравниваем плотности бурового раствора по всему циклу. При наличии давления в бурильных трубах операции по глушению скважины повторить с вновь пересчитанной плотностью бурового раствора.

ПРИЛОЖЕНИЕ IV

РАБОЧАЯ КАРТА СТУПЕНЧАТОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Дата “___” ____ 20 ____ г.
Время суток ____ ч ____ мин

Предварительная информация

Диаметр скважины $D_{скв}$ _____ мм
Размер обсадной колонны D_k _____ мм
Глубина спуска обсадной колонны h _____ м
Давление последней опрессовки колонны _____ кгс/см² (МПа)
Давление на выкиде насосов во время бурения при подаче _____ л/с _____ кгс/см² (МПа)
Объем бурильных труб _____ м³
Допустимое давление в обсадной колонне – 80 % давления последней опрессовки _____ кгс/см² (МПа)
Допустимое давление в колонне исходя из гидроразрыва пород _____ кгс/см² (МПа)

Операция 1. Попытка стабилизации давления в обсадной колонне, начало циркуляции и запись исходных параметров

Остановить насосы, закрыть скважину для стабилизации давления. Не давая давлению в обсадной колонне превысить максимально допустимое, открыть отводы превентора через дроссель в желоба (линию на дегазатор или сепаратор) и включить в работу насосы. Отрегулировать давление в обсадной колонне таким образом, чтобы при выбранной подаче насосов давление перед дросселем было наименьшим, но не превышало максимально допустимое.

Записать:

максимально отмеченное давление в бурильных трубах p_n' _____ кгс/см² (МПа)
плотность бурового раствора в бурильных трубах ρ_n _____ г/см³
длину бурильной колонны в скважине H _____ м
подачу насосов (насоса) при фиксированном каком-либо показателе скорости его работы:
числе ходов поршня в минуту _____ ход/мин
частоте вращения вала дизеля по тахометру _____ об/мин _____ л/с

Операция 2. Выбор подачи насоса и определение гидравлических сопротивлений

Записать значение гидравлических сопротивлений при выбранной Q_2 , л/с, подаче насоса (насосов) $p''_{\Sigma 0}$ — кгс/см² (МПа)

Операция 3. Утяжеление циркулирующего бурового раствора до выбранной плотности

Немедленно после начала циркуляции приступить к интенсивному утяжелению бурового раствора до значения, необходимого для глушения скважины ρ_k г/см³

Плотность выбирается из опыта бурения скважин на данной площади, а также с учетом интенсивности проявления: чем она выше, тем больший “запас” плотности берется при выборе

(в последующем плотность корректируется): $\rho_i = \rho''_{\Sigma 0} \frac{\rho_i}{\rho_i}$ — кгс/см² (МПа)

Закачку раствора в скважину вести с постоянной подачей (контроль по числу ходов в минуту или по показанию тахометра, при этом в межтрубном пространстве поддерживать максимально допустимое давление).

Операция 4. Определение давления циркуляции

Построить график изменения давления в буровых трубах от p'_n до p'_k по мере увеличения плотности бурового раствора от ρ_n до ρ_k и объема его закачивания в скважину.

Операция 5. Снижение давления в буровых трубах от p'_n до p'_k

По мере утяжеления бурового раствора в бланке изменения давления нагнетания вести записи его новой плотности и объема закачанного в скважину раствора, в соответствии с чем изменяется давление нагнетания от p'_n до p'_k по мере заполнения буровых труб буровым раствором плотностью от ρ_n до ρ_k .

Операция 6. Частичное глушение проявления

Продолжать закачивание бурового раствора при постоянной подаче насосов и постоянной плотности бурового раствора ρ_k , следить при этом, как изменится p_k .

В а р и а н т I

В случае, если при закачивании бурового раствора в скважине при поддержании постоянного давления в колонне $p_{из.к}$, происходит рост p'_k , значит, глушение скважины идет успешно – смесь бурового раствора с пластовым флюидом и избыточное давление в колонне постепенно увеличивают забойное давление. В этом случае остановить насосы и закрыть скважину для стабилизации давления.

Операция 7. Попытка стабилизировать давление в колонне ниже максимально допустимой.

Если давление в межтрубном пространстве не превышает максимально допустимого, то следует: а) при отсутствии давления в буровых трубах продолжать работы по выбранному плану; б) при наличии давления в буровых трубах пересчитать необходимую для глушения скважин плотность бурового раствора и дальше глушение скважин вести методом уравновешенного пластового давления.

В случае, если давление в межтрубном пространстве растет выше допустимого, вновь открыть отводы превентора через дроссели и продолжить работы по глушению скважины – переходить на метод уравновешенного пластового давления еще рано. После закачивания дополнительного объема раствора и снижения избыточного давления в межтрубном пространстве операцию повторить.

В а р и а н т II

Операция 7. Дополнительные мероприятия по интенсификации глушения скважины

При закачивании бурового раствора давление в трубах p''_k падает, а $p'_{из.к}$ растет. В этом случае приходится приоткрывать дроссель. Это значит, что скважина не только не поддается глушению, но избыточное давление на забой уменьшается вследствие все большего снижения средней плотности сред в межтрубном пространстве. В этом случае необходимо принимать специальные меры:

повышать плотность бурового раствора;

повышать скорость закачивания бурового раствора – подачу насосов.

После принятия этих мер все операции (расчетные и на скважине) повторяются.

В а р и а н т П

Давление нагнетания p_k' вначале растёт, а затем начинает интенсивно падать, так как приходится приоткрывать дроссель из-за роста $p'_{из.к}$. Это значит, что газовая пачка подходит к устью скважины.

Операция 7. Повышение подачи насосов при подходе пачки газа к устью

Повышаем подачу насосов (в случае электропривода включаем 2-й насос). При необходимости приоткрываем дроссель, но так, чтобы $p_{из.к}$ оставалось равным $[p_{из.к}]$.

Операция 8. Контроль результатов первой ступени глушения скважины

После выхода газа вновь ограничиваем подачу насосов до уровня первоначальной Q , прикрываем дроссель до давления $[p_{из.к}]$ и определяем давление нагнетания. Если оно больше p_k' и стремится к p_k , то результаты успешные, операцию следует продолжить, не меняя p_k до того момента, когда можно будет закрыть скважину, уточнить p_k и приступить к ликвидации проявления одним из способов метода уравновешенного давления.

Операция 9. Дополнительные мероприятия по интенсификации глушения скважины

Если p_k' после первой стадии снизилось, то необходимо принять специальные меры:
повысить плотность бурового раствора;
повысить подачу насосов.
После принятия этих мер все операции повторяются.

8

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Установка цементных мостов – это ответственная технологическая операция, составляющая основу большинства видов ремонтно-изоляционных работ при бурении, заканчивании и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Она является отправной точкой при забурировании второго ствола скважины и т.д. в процессе бурения, когда цементный мост необходимо сформировать в необсаженном эксплуатационной колонной стволе, на большой глубине при высоких температурах и давлениях и при наличии каверн. Это значительно сложнее, чем в обсадной колонне на небольшой глубине (обычный капитальный ремонт). Учитывая, что установка цементных мостов – чрезвычайно важная технологическая операция во всем комплексе строительства и эксплуатации скважин, авторы взяли на себя труд более полно осветить этот вопрос с различных точек зрения. А так как установка мостов представляет собой технологическую операцию с применением различных тампонажных материалов (что вносит элемент неопределенности), она может сопровождаться осложнениями, которые иногда приводят к авариям и ликвидации скважины [41, 46, 47, 77, 140]. Следовательно, должны быть освещены профилактические мероприятия и рассмотрены ремонтные работы в случае состоявшегося осложнения при бурении и эксплуатации скважин.

8.1. НАЗНАЧЕНИЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ И ТРЕБОВАНИЯ К НИМ

Цементные мосты устанавливают в следующих целях:

- изоляция водонапорных и непродуктивных горизонтов при испытании и ликвидации скважин;
- возвращение на новый горизонт;
- изоляция зон поглощения или проявления;
- забурирование нового ствола;
- создание опоры для испытания пластов и секции обсадных труб;
- ликвидация каверн и желобных выработок.

К цементным мостам предъявляются определенные требования по дол-

говечности, герметичности, прочности, несущей способности, а также высоте и глубине нахождения. Требования основываются на конкретных геолого-технических условиях и обусловлены назначением моста.

Очевидно, что требования к надежности и долговечности, прочностным свойствам и герметизирующей способности цементных мостов должны соответствовать требованиям, предъявляемым к крепи скважины.

Очевидно (и эксперимент подтверждает), что при установке металлического стержня в обсадной трубе с последующей заливкой нормальным цементным раствором и после 1–2 сут твердения стержень из цементного камня можно извлечь при значительном усилии, а цементный камень сдвинуть относительно трубы очень сложно. В скважине цементный раствор-камень всегда контактирует с глинистой коркой или буровым раствором, поэтому усилия сдвига резко снижаются.

Кроме того, прочность мостов, устанавливаемых для забуривания второго ствола, не обязательно должна быть выше прочности разбуриваемых пород; мосты должны обеспечить удержание в нужном положении отклонителей.

Цементные мосты большой протяженности, особенно при незначительной, но существующей кавернозности, частой смене угла и азимута наклона ствола сдвинуть невозможно, хотя они могут быть негерметичны.

В табл. 8.1 приведены данные о допустимых депрессиях на обсадные колонны и внутренних давлениях. Из таблицы видно, что на мосты могут создаваться давления до 85 МПа, осевые нагрузки до 2130 кН, а напряжения сдвига (при высоте моста 1 м) – до 2,8 МПа. Такие значительные нагрузки

Таблица 8.1

Допустимые депрессии на обсадные трубы и внутренние давления

Параметры обсадной колонны			Нагрузки, действующие на мост при создании					
диаметр, мм	толщина стенки, мм	марка стали	депрессии, равной допускаемому давлению на смятие *			внутреннего допускаемого давления**		
			депрессия, МПа	осевая нагрузка, кН	напряжение сдвига при высоте моста 1 м, МПа	внутреннее давление, МПа	осевая нагрузка, кН	напряжение сдвига, МПа, при высоте моста 1 м
114	9,0	Д	40,0	290	4,2	40	290	1,2
		М	74,0	510	1,7	79	540	1,8
127	9,0	Д	35,0	330	1,0	36	340	1,0
		М	62,0	580	1,7	71	660	1,9
140	9,0	Д	30,0	350	0,9	32	370	1,0
		М	82,0	860	2,4	85	890	2,5
168	12,0	Д	23,0	410	0,9	27	480	1,0
		М	64,0	1020	2,3	71	1130	2,6
219	9,5	Д	16,0	510	0,8	22	700	1,1
		М	42,0	1220	2,0	57	1660	2,8
273	12,0	Д	8,5	380	0,5	17	810	1,0
		М	19,0	920	1,2	44	2130	2,7
325	12,0	Д	5,0	370	0,4	14	1040	1,1
		М	11,0	780	0,8	27	1910	2,0

* Коэффициент запаса прочности на смятие 1,3.
 ** Коэффициент запаса прочности на разрыв под воздействием внутреннего давления 1,5.

на мост возникают и при опробовании скважин с помощью испытателя пластов. Например, осевая нагрузка на хвостовик испытателя пластов может достигать 1000 кН и при высоте моста 1 м. Это обуславливает напряжение сдвига до 1,5 МПа.

Несущая способность цементных мостов в значительной мере зависит от их высоты, а также от наличия, состояния и толщины слоя глинистого раствора на колонне и фильтрационной корки на стенке скважины. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига в начальный момент составляет 0,15–0,2 МПа. В этом случае даже при возникновении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18–25 м. Наличие на стенках колонны слоя глинистого раствора толщиной 1–2 мм приводит к уменьшению напряжения сдвига до 0,01–0,02 МПа и увеличению необходимой высоты моста до 180–250 м. В связи с этим высоту моста следует рассчитывать по формуле:

$$H_m \geq H_0 = \frac{Q_m}{\pi D_c [\tau_m]}, \quad (8.1)$$

где H_0 – глубина установки нижней части моста; Q_m – осевая нагрузка на мост, обуславливаемая как перепадом давления, так и разгрузкой колонны труб или испытателя пластов; D_c – диаметр скважины; $[\tau_m]$ – удельная несущая способность моста, величина которой определяется как адгезионными свойствами тампонажного материала, так и способом установки моста.

Герметичность моста также зависит от его высоты и состояния поверхности контакта, так как давление, при котором происходит прорыв воды, прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. При наличии между обсадной колонной и цементным камнем глинистой корки с напряжением сдвига 6,8–4,6 кПа и толщиной 3–12 мм градиент давления прорыва воды составляет соответственно 1,8–0,6 МПа на 1 м. При наличии на корке пленки нефти давление резко уменьшается. При отсутствии корки между стенкой трубы и цементным камнем прорыв воды происходит при градиенте давления свыше 7 МПа/м. Следовательно, герметичность моста в значительной мере зависит также от условий и способа его установки. Корка при твердении цементного раствора обезвоживается, в ней появляются трещины.

В связи с этим высоту цементного моста следует также определять и из уравнения

$$H_m \geq H_0 = \frac{p_m}{[\Delta p]}, \quad (8.2)$$

где p_m – максимальный перепад давления, действующий на мост при его эксплуатации; $[\Delta p]$ – допустимый градиент давления прорыва флюида по зоне контакта моста со стенкой скважины; эту величину также определяют в основном в зависимости от способа установки моста и применяемых тампонажных материалов.

Выбирают большее значение высоты цементных мостов, определенных по формулам (8.1) и (8.2).

Ориентировочные значения $[\Delta \tau_m]$ и $[\Delta p]$ при установке мостов через заливочную колонну с применением раствора из портландцемента в зависимости от технологии установки приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Ориентировочные значения $[\Delta\tau_m]$ и $[\Delta p]$ при установке мостов

Условия и технологические мероприятия по установке моста	$[\Delta p]$, МПа/м	$[\Delta\tau_m]$, МПа
В обсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	5	1
С применением моющих буферных жидкостей	2	0,5
Без скребков и буферных жидкостей	1	0,5
В необсаженной скважине		
С применением скребков и моющих буферных жидкостей	2	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	1	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	1	0,05
Без буферных жидкостей	0,5	0,01

Цементные мосты должны быть достаточно прочными. Практика работ показывает, что если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3–6 МПа и одновременной промывке, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям как забурирования нового ствола, так и нагружения от веса колонны труб или испытателя пластов.

При установке мостов для забурирования нового ствола к ним предъявляется дополнительное требование по высоте. Это обусловлено тем, что прочность верхней части моста H_1 должна обеспечить возможность забурирования нового ствола с допустимой интенсивностью искривления, а нижняя часть H_0 – надежную изоляцию старого ствола.

$$H_m = H_1 + H_0 = \sqrt{2D_c R_c} + H_0, \quad (8.3)$$

где R_c – радиус искривления ствола.

Опыт бурения и эксплуатации скважин показывает, что оптимальное значение интенсивности искривления ствола составляет 1° на 10 м, что соответствует радиусу искривления 573 м. Значение H_0 определяют из условий (8.1) и (8.2).

Верхняя часть моста часто бывает непрочная, рыхлая за счет водоотстоя, смешанная с буровым раствором.

В отечественной и зарубежной практике установки цементных (и прочих) мостов применяют следующие способы:

закачку тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (так называемый балансировый способ);

закачку тампонажного раствора с применением двух разделительных пробок;

закачку цементного раствора в интервал установки моста под давлением;

с использованием разделительного пакера;

с применением цементировочной желонки.

При распространенном балансовом способе в колонну заливочных труб, спущенную до глубины, соответствующей подошве моста, после промывки закачивают тампонажный раствор. Подъем раствора в кольцевом простран-

стве производится до расчетной высоты (с учетом объема труб). Затем заливочные трубы поднимают до кровли моста и прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора.

Способ установки цементного моста с использованием двух разделительных пробок аналогичен предыдущему. Отличаются они тем, что во втором случае в нижней части заливочной колонны устанавливается пробкодержатель, после чего трубы спускают на расчетную глубину. В процессе закачки цементного раствора нижняя пробка проходит через пробкодержатель. После прокачки цементного раствора через трубы верхняя пробка, движущаяся за ним, садится на пробкодержатель. Возникает скачок давления. Заливочные трубы поднимаются до кровли моста, повышается давление в трубах, что приводит к срезанию шпилек пробкодержателя и открыванию циркуляционных отверстий. Прямой или обратной промывкой вымывают излишек тампонажного раствора. Вследствие повышенной точности способа его применяют в глубоких скважинах, хотя он эффективен во всех случаях.

Установка моста с использованием цементирующей желонки для повышения вероятности получения качественного моста предусматривает установку пробки или пакера. Затем с помощью желонки тампонажный раствор “выливается” на них. Точность установки такого моста довольно высока, но качество определяется рядом факторов; некоторые из них исключают возможность формирования значительных по высоте мостов, не всегда обеспечивают достаточную прочность камня и др.

Используют стреляющие тампонажные снаряды (СТС), в которые впрессовывается пробка; снаряд, спущенный на заданную глубину в скважину выстреливают ею. Увеличенная в диаметре пробка останавливается в колонне, образуя мост. Для повышения его прочности одним из известных способов на нем формируют цементную часть моста.

Основные причины безуспешной установки мостов в открытом стволе скважины (реже в обсадной колонне) следующие: перемешивание тампонажного (особенно, если взято небольшое его количество) и бурового растворов; уменьшение конечного объема тампонажного раствора за счет налипания на стенку заливочной колонны; образование цементного конгломерата, находящегося в буровом растворе (после подъема заливочных труб), особенно в местах расширения ствола (у каверн).

При “успешной” установке моста он может оказаться негерметичным даже в случае правильно подобранной для конкретных условий рецептуры тампонажного раствора; причина – прохождение газа по зазору между собственно цементным камнем и трубами вследствие процесса контракции, т.е. обезвоживания оставшегося бурового раствора между стенкой трубы и цементным камнем и образовании в этих местах каналов. А при формировании камня в открытом стволе каналы будут больше. Поэтому неверно суждение некоторых авторов, что при изоляции газонасыщенных пластов, характеризующихся низкой проницаемостью и АВПД, применение цементных и шлаковых растворов на водной основе не обеспечивает создания газонепроницаемого экрана, и поступление газа в скважину продолжается после установки даже нескольких мостов. Скважина должна быть надлежащим образом подготовлена. Цементный раствор должен иметь невысокую водоотдачу.

Наши работы на скв. 3 Суздальская убедительно подтвердили роль явления контракции в формировании каналов на контакте стенки обсадной трубы и цементного камня в случае наличия глинистого раствора [58]. Для предупреждения этого явления можно воспользоваться несколькими приема-

ми, но главное – чистота (от бурового раствора) поверхностей контакта цементного раствора-камня и металла труб (стенки скважины).

Газ не пройдет через цементный раствор (и, безусловно, камень), если он будет иметь незначительную водоотдачу и подобранные сроки схватывания с учетом перепада давления (над мостом и под ним).

Осложненные условия (большая – более 4000 м – глубина, высокие температуры и давления, высокие структурно-механические свойства буровых растворов, значительная кавернозность ствола скважины и некоторые другие) обязывают более внимательно относиться к каждому звену всего процесса установки мостов: приведение в норму параметров бурового раствора, очистка скважины, подбор рецептуры тампонажного раствора, сроки ОЗЦ и технологически правильное проведение операции.

Большое внимание должно уделяться оценке качества мостов. Мосты могут испытываться опрессовкой, нагрузкой трубами (особенно при забурировании второго ствола), снижением уровня жидкости в скважине, а в ответственных случаях – испытателем пластов.



8.2. РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНАХ

До настоящего времени основным способом установки цементных мостов является закачивание в скважину цементного раствора в проектный интервал глубин по колонне труб, спущенной до уровня нижней отметки моста с последующим подъемом этой колонны выше зоны цементирования. Как правило, работы проводят без разделительных пробок и средств контроля за их движением. Процесс контролируют по объему продаваемой жидкости, рассчитываемому из условия равенства уровней цементного раствора в колонне труб и кольцевом пространстве, а объем цементного раствора принимают равным объему скважины в интервале установки моста.

Анализ промысловых материалов показывает, что эффективность данного способа установки мостов низка.

Так, в б. объединениях “Краснодарнефтегаз”, “Грознефть” и “Белоруснефть” (табл. 8.3) в 1966–1980 гг. и тресте “Азнефтеразведка” в 1969–1978 гг. в необсаженных скважинах были проведены 206 операций по установке цементных мостов для забурирования новых стволов скважин. При этом только 129 операций оказались успешными. Необходимо отметить, что при проведении всех указанных операций не возникало поглощений и проявлений.

В последующие годы качество установки цементных мостов во многих районах страны также оставалось на низком уровне.

В Грозненском УБР б. объединения “Грознефть” в 1972–1973 гг. из 53 операций неудачными были 26, или 47 %.

В Габустанском УБР б. объединения “Азнефть” из 26 установленных в 1975–1976 гг. мостов удовлетворительным оказалось качество 14 (54 %).

В разведочных скважинах треста “Полтаванефтегазразведка” в 1977 г. устанавливали 119 цементных мостов, при этом в 26 случаях операции проводили повторно, в 12 – в заливных колоннах был оставлен цементный раствор и в 7 – возникли прихваты труб.

Таблица 8.3
Результативность установки цементных мостов

Исход операций	Операция		Затраты времени на 1 операцию, сут
	число	%	
Краснодарнефтегаз			
Установка моста и забуривание с успешным ис- ходом	29	58	15,8
Моста нет	8	16	4,8
Мост непрочный, забуривание с неудачным ис- ходом	13	26	11,5
Итого	50	100	
Грознефть			
Установка моста и забуривание с успешным ис- ходом	33	48	17,9
Моста нет	18	26	7,4
Мост непрочный, забуривание с неудачным ис- ходом	17	25	21,9
Прихват колонны	1	1	249,0
Итого	69	100	
Белоруснефть			
Установка моста и забуривание с успешным ис- ходом	23	43	18,4
Моста нет	15	28	5,2
Мост непрочный, забуривание с неудачным ис- ходом	16	29	14,2
Итого	54	100	
Азнефтьразведка			
Установка моста и забуривание с успешным ис- ходом	15	46	18,5
Моста нет	8	24	8,1
Мост непрочный, забуривание с неудачным ис- ходом	10	30	16,8
Итого	33	100	

В 1978 г. В Саратовском УБР была проведена 41 операция по установке разделительных цементных мостов, из которых 14 (34 %) оказались неудачными. При этом в 10 случаях моста не было, в одном случае (скв. 27 Александровская) произошел прихват насосно-компрессорных труб во время вымывания избытка цементного раствора (срезки моста), а в другом случае – схватывание цементного раствора в НКТ (скв. 9 Западно-Ровенская).

Неблагополучно положение и в Степновском УБР. Так, в скв. 10 Краснокутская проведено восемь неудачных операций по установке моста на глубине 4800 м. В скв. 14 Краснокутская и скв. 3 Мокроусовская преждевременно схватился цементный раствор при проведении работ на глубине соответственно 4945 и 5096 м.

Установка моста является трудоемкой и дорогостоящей операцией. Так, в среднем по трем объединениям – “Краснодарнефтегаз”, “Грознефть” и “Белоруснефть” (см. табл. 8.3) продолжительность по установке мостов при забуривании новых стволов составила 31,8 сут, в том числе затраты, связанные с браком в работе, равнялись 14,8 сут.

Повышение эффективности работы за счет совершенствования техники и технологии установки цементных мостов позволит значительно сократить затраты, связанные с браком.

8.3. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА РЕЦЕПТУРЫ И ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ДЛЯ УСТАНОВКИ МОСТОВ

Тампонажные материалы для установки мостов следует выбирать, исходя из требований, предъявляемых к данному мосту, а также специфических особенностей работ по его установке.

Долговечность, прочность и герметичность материалов, применяемых для цементирования обсадных колонн, должна удовлетворять условиям создания моста необходимого качества.

Однако анализ промысловых данных показывает, что в практике установки мостов часто отмечаются случаи как преждевременного схватывания цементного раствора, так и отсутствия цементного камня в проектом интервале глубин. В определенной мере эти явления обусловлены неправильным подбором рецептуры цементного раствора по срокам загустевания или теми отклонениями от выбранной рецептуры, которые были допущены при приготовлении цементного раствора в процессе установки моста.

В настоящее время при установке мостов, как и при цементировании колонн, принято, чтобы сроки начала схватывания цементного раствора (при больших глубинах и температурах – время загустевания) при температуре и давлении, существующих в скважине, превышали продолжительность работ по установке моста примерно на 25 %; при этом прочность цементного камня должна соответствовать требованиям ГОСТ или ТУ.

Случаи схватывания цементного раствора при установке мостов в трубах показывают, что методика проверки его свойств не удовлетворяет условиям проведения работ. Так, при установке моста в эксплуатационной колонне, спущенной в скв. 14 Краснокутская объединения «Саратовнефтегаз», в интервале 4945–4805 м было затрачено 25 мин на приготовление и продавливание 2 м³ цементного раствора, – 30 мин на подъем заливной колонны до глубины 4805 м, – 20 мин на герметизацию устья и подготовку к обратной промывке, т.е. всего 75 мин. Однако восстановить циркуляцию для вымывания излишков цементного раствора не удалось, а еще через 25 мин колонна оказалась прихваченной на глубине 4750 м, что было определено с помощью магнитного локатора. Начало схватывания по результатам предварительного анализа составляло 220 мин, а по результатам повторного анализа цементного раствора, взятого из смесителя после установки моста, – 160 мин.

Дополнительные исследования показали, что в условиях высоких температур и давлений сопротивление сдвигу цементного раствора даже после кратковременных остановок (10–20 мин) может резко повышаться. Следует отметить, что подобные случаи не единичны.

Вследствие этого при выборе рецептуры цементного раствора для установки моста в глубоких скважинах необходимо проводить исследования на консистометре (КЦ) по программе, имитирующей процесс установки моста не только по времени, давлению и температуре, но и по характеру проводимых работ.

Данные о программе исследования представлены в табл. 8.4.

При этом время загустевания цементного раствора должно соответствовать условию

Таблица 8.4

Программа исследования тампонажного раствора

Условия исследований на КЦ			Продолжительность исследования
$t_{\text{оп}}$	$p_{\text{оп}}$	Вращение мешалки	
Нагрев от комнатной температуры до $t_{\text{дин}}$ $t_{\text{дин}} < t_{\text{оп}} < t_{\text{ст}}$ То же	Повышение давления	Да	$T_1 + T_2 + T_3$
	до $p_{\text{дин}}$	Нет	$1,5(T_4 + T_5 + T_6)$
	$p_{\text{ст}} < p_{\text{оп}} < p_{\text{дин}}$ То же	Да	$1,2T_7$

Примечание. Обозначения: $t_{\text{оп}}$ и $p_{\text{оп}}$ – температура и давление при проведении опыта; $t_{\text{дин}}$ и $t_{\text{ст}}$ – динамическая и статическая температура в интервале установки моста; $p_{\text{дин}}$ и $p_{\text{ст}}$ – динамическое и статическое давление в скважине соответственно.

$$T_{\text{заг}} > T_1 + T_2 + T_3 + 1,5(T_4 + T_5 + T_6) + 1,2T_7, \quad (8.4)$$

где T_1, T_2, T_3 – затраты времени соответственно на приготовление, закачивание и продавливание цементного раствора в скважину; T_4, T_5, T_6 – затраты времени соответственно на подъем колонны труб до глубины срезки моста, герметизацию устья и подготовку к срезке моста; T_7 – затраты времени на срезку моста.

При установке мостов в глубоких скважинах по указанной программе также необходимо исследовать смеси цементного раствора с находящимися с ним в контакте жидкостями, взятыми в соотношениях 3:1, 1:1 и 1:3. В некоторых случаях необходимо применение буферных жидкостей.

Другой не менее важный фактор – реализация выбранной рецептуры при приготовлении цементного раствора. Главное условие при этом является поддержание необходимых концентраций химреагентов в жидкости затворения и водоцементного отношения. Для этого количество используемых материалов нужно определять соответствующими способами: жидкие – по объему, сухие – по массе с необходимой точностью. Поскольку в процессе приготовления возможно насыщение раствора воздухом, контроль только по плотности не может быть достаточным, поэтому весь объем раствора следует готовить в осреднительной емкости, контролируя его качество по общему расходу жидкости затворения и цемента. При этом схема приготовления должна предусматривать возможность дополнительного ввода в раствор какого-либо его компонента.

Однако только приготовления цементного раствора с необходимыми свойствами недостаточно для установки надежного моста. Исследования показывают, что существенное влияние на исход работ по установке моста оказывают и другие факторы.

Перед установкой цементного моста подбирают тампонажный материал и рецептуру его приготовления. Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, температура, давление гидроразрыва пласта, высота столба моста). Поэтому рекомендуют следующий выбор тампонажных материалов:

1) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1400–1600 кг/м³, на базе тампонажного цемента для “холодных” и “горячих” скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90–140 °С и 160–250 °С соответственно ШПЦС-120 и ШПЦС-200;

2) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2150 кг/м³ на базе тампонажного цемента для “холодных” и “горячих”

Таблица 8.5

Выбор состава смеси для цементирования скважин

Состав смеси в частях			Содержание сухих веществ в 1 м ³ смеси, т, при плотности тампонажного раствора, кг/м ³										
Це-мент	Шлак	Гли-на	1420	1440	1460	1480	1500	1520	1540	1560	1580	1600	1700
1	Шлак	1	0,575	0,595	0,620	0,648	0,675	0,703	0,729	0,755	0,785	0,810	1,17
3		1	0,192	0,198	0,207	0,216	0,225	0,234	0,243	0,252	0,262	0,270	1,170
6		1	0,650	0,673	0,701	0,730	0,765	0,795	0,829	0,858	0,884	0,915	
			0,108	0,112	0,117	0,122	0,127	0,132	0,138	0,143	0,148	0,153	
		1	0,589	0,612	0,635	0,662	0,692	0,721	0,750	0,775	0,802	0,831	
		3	0,196	0,204	0,211	0,211	0,231	0,240	0,250	0,258	0,267	0,277	
		6	0,668	0,693	0,719	0,751	0,785	0,812	0,850	0,879	0,910	0,941	
			0,111	0,116	0,120	0,125	0,131	0,136	0,141	0,146	0,151	0,156	

Продолжение табл. 8.5

Состав смеси в частях			Содержание сухих веществ в 1 м ³ смеси, т, при плотности тампонажного раствора, кг/м ³										
Це-мент	Шлак	Гли-на	1720	1740	1760	1780	1800	1820	1840	1860	1880	1900	1920
1	Шлак	1	1,18	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,26	1,28	1,30	1,32	1,34
3		1											
6		1											
		1	1,185	1,200	1,210	1,225	1,240	1,256	1,265	1,281			
		3											
		6											

скважин, а также на основе шлакопесчаной смеси для температур 90–140 °С и 160–250 °С соответственно УШЦ-120 и УШЦ-200.

Из тампонажного портландцемента получают цементный раствор плотностью 1820–1850 кг/м³ с водоцементным отношением 0,5. Причем начало схватывания при температуре 20–30 °С длится до 10 ч. При более высоких температурах время схватывания меньше, и при температуре 75 °С схватывание цемента длится уже 1,5–2 ч, что не всегда достаточно при производстве тампонажных работ. Поэтому в зависимости от температуры применяют добавки реагентов: ССБ в количестве от 0,1 до 0,5 %, хроматы – от 0,1 до 0,5 %, оксил – от 0,1 до 0,5 % от массы цемента.

Для снижения водоотдачи тампонажных растворов в них вводят поливиниловый спирт – до 1 %, тилоза Н-20НР – до 1 % и др.

Количество химических реагентов определяют лабораторным путем в зависимости от характера скважины, способа цементирования и сорта тампонажного цемента.

В табл. 8.5 приведены данные для выбора состава смеси. По материалам специальных исследований в глубоких скважинах и статистической обработке фактических данных в б. ВНИИКРнефти разработана методика расчета основных параметров процесса установки цементных мостов с помощью колонны насосно-компрессорных труб.

8.4. ОЦЕНКА ВЕСОМОСТИ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИСХОД РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ, ПРИ ПОМОЩИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ДИАГНОСТИЧЕСКОЙ ПРОЦЕДУРЫ

Установка цементных мостов представляет собой многофакторный процесс, в связи с чем качество моста зависит от совокупности различных факторов, как управляемых, так и неуправляемых. Многообразие факторов обуславливает стохастическую природу результата работ, поэтому особенно важной становится задача распознавания образцов операций с успешным и неудачным исходом. Задача может быть решена посредством последовательной диагностической процедуры [259].

Для определения информативности и весомости факторов, влияющих на исход работ по установке цементных мостов в необсаженных скважинах, диагностическому исследованию были подвергнуты 117 операций по установке мостов для забурирования нового ствола скважины, проведенных в 6. объединениях “Грознефть” и “Краснодарнефтегаз” при отсутствии поглощений, проявлений и больших каверн без применения разделительных пробок. Операции считались успешными в случае забурирования нового ствола в интервале моста (62 операции, или 53 %) и неудачными, если моста не было (25 операций, или 21 %) или забурирование оказалось неудачным вследствие низкой прочности моста (30 операций, или 26 %).

В результате анализа были составлены таблицы, включающие значения диагностического коэффициента ДК (табл. 8.6 и 8.7) в зависимости от различных факторов.

Этот коэффициент представляет собой удесятеренный десятичный логарифм отношения вероятностей обнаружения данного значения рассматриваемого фактора в категории успешных или неудачных операций. Весомость фактора определяется модулем диагностического коэффициента, а характер влияния на исход операций – знаком. В данном случае положительное значение ДК соответствует успешному исходу, отрицательное – неудачному.

Суммирование диагностических коэффициентов всех факторов позволяет отнести рассматриваемую операцию по исходу работ к тому или иному классу:

исход успешный при $g(\bar{X}) \geq A$;

исход неудачный при $g(\bar{X}) \leq B$;

исход неопределенный при $B < g(\bar{X}) < A$.

Здесь $g(\bar{X})$ – сумма диагностических коэффициентов управляемых и неуправляемых факторов; A и B – пороги распознавания соответственно успешного и неудачного исходов работ;

$$A = 10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta}; \quad B = 10 \lg \frac{1 - \alpha}{\beta};$$

α и β – ошибки первого и второго рода, под которыми понимаются допустимые вероятности отнесения объекта первого (с успешным исходом) или вто-

Таблица 8.6

Значения диагностического коэффициента ДК в зависимости от различных факторов

Факторы	Градация фактора	Частота операций		ДК
		успешных	неудачных	
Глубина нижней границы моста X_1 , м	< 1000	5	4	0,51
	1001–2000	14	11	0,59
	2001–3000	25	23	–0,08
	3001–4000	12	9	0,80
	> 4000	5	8	–2,50
Проектная высота моста X_2 , м	40–70	10	9	0,00
	71–100	22	14	1,50
	101–130	10	7	1,10
	131–160	11	14	–1,50
	> 160	8	11	–1,80
Стратиграфическое подразделение X_3	Миоцен	17	14	0,39
	Майкоп	19	15	0,57
	Эоцен	4	2	2,56
	Палеоцен	5	6	–1,25
	Мел	12	16	–1,71
	Юра	3	1	4,31
	Триас	1	1	–0,46
Зенитный угол ствола в интервале установки моста X_4 , градус	0,0–2,0	5	3	2,22
	2,1–4,0	9	8	0,51
	4,1–6,0	4	5	–0,97
	6,1–8,0	7	5	1,46
	8,1–10,0	4	5	–0,97
Диаметр долота X_5 , мм	> 10,0	4	7	–3,02
	140	3	7	–4,14
	161	2	1	2,55
	190	5	7	–1,92
	214	10	8	0,51
	243	11	10	–0,04
	269	3	2	1,30
	295	14	10	1,00
	320	5	4	0,51
	394	5	3	1,76
	445	3	3	–0,46
Диаметр труб в зоне установки моста X_6 , мм	73–89	8	10	–1,42
	114	6	11	–3,09
	141	47	34	0,95
Плотность бурового раствора X_7 , г/см ³	1,20–1,40	18	15	0,33
	1,41–1,60	14	16	–1,04
	1,61–1,80	9	10	–0,91
	1,81–2,00	8	5	1,58
	2,01–2,18	12	9	0,79
Тип цемента X_8	Портландцемент	17	14	0,38
	ЩПС	39	38	–0,34
	ШПС	5	3	1,76
Разность плотностей тампонажного и бурового растворов X_9 , г/см ³	0,00	9	5	1,84
	0,00–0,15	12	7	1,63
	1,16–0,30	8	9	–1,22
	0,31–0,45	11	15	–2,05
	0,46–0,60	9	7	0,37
	> 0,60	12	9	0,54
Объем цементного раствора X_{10} , м ³	< 5,1	9	19	–3,69
	5,1–10,0	28	21	0,79
	10,1–15,0	18	10	2,10
	> 15,0	6	5	0,33
Отношение объема цементного раствора к внутреннему объему заливочной колонны X_{11}	0,08–0,20	14	22	–2,47
	0,21–0,32	13	9	1,14
	0,33–0,44	13	7	2,24
	0,45–0,56	9	7	0,63
	> 0,56	12	10	0,33

Продолжение табл. 8.6

Факторы	Градация фактора	Частота операций		ДК
		успешных	неудачных	
Относительное превышение внутренним объемом заливочной колонны ($V_{\text{т}}$) объема продажной жидкости ($V_{\text{п}}$)	0,0–3,0 3,1–5,0 5,1–7,0 7,1–9,0 > 9,0	1 16 17 11 15	17 7 6 9 10	–13,18 2,71 3,64 0,00 0,87
$X_{12} = \frac{V_{\text{т}} - V_{\text{п}}}{V_{\text{т}}} \times 100 \%$				
Скорость подъема цементного раствора X_{13} , м/с	< 0,30 0,31–0,60 0,61–0,80 0,81–1,00 1,01–1,20 > 1,20	9 23 2 7 5 7	7 10 13 9 3 2	0,28 2,80 –8,94 –1,89 1,41 5,21
Период ОЗЦ X_{14} , сут	< 2 3 4 5 > 5	1 18 17 5 17	12 14 8 1 14	–11,52 0,36 2,54 6,26 0,11
Способ забуривания X_{15}	Турбинный	47	18	1,07
Буферная жидкость X_{16}	Роторный	14	12	–2,43
Диагностический коэффициент, учитывающий резкую априорную вероятность успешного и неудачного исхода работ ДК _а	Есть	12	4	4,32
	Нет	49	51	–0,63
		61	55	0,45

Таблица 8.7

Значения ДК при установке мостов

Факторы (см. табл. 8.6)	Условия установки мостов			
	наиболее благоприятные		наименее благоприятные	
	значения факторов	ДК	значения факторов	ДК
Неуправляемые факторы				
X_1 , м	3001–4000	0,80	> 4000	–2,50
X_3	Юра	4,31	Мел	–1,71
X_4 , градус	0–2	2,22	> 10	–3,02
X_5 , мм	161	2,55	140	–4,14
X_7 , г/см ³	1,81–2,00	1,58	1,41–1,60	–1,04
X_{15}	Турбинный	1,07	Роторный	–2,43
ДК _а	–	0,45	–	0,45
Итого	–	14,48	–	–16,21
Управляемые факторы				
X_2 , м	71–100	1,50	> 160	–1,80
X_6 , мм	141	0,95	114	–3,09
X_8	ШПС	1,76	ЦПС	–0,34
X_9 , г/см ³	< 0	1,84	0,31–0,45	–2,05
X_{10} , м ³	10,1–15,0	2,10	< 5,0	–3,69
X_{11} , м	0,33–0,44	2,24	< 0,20	–2,47
X_{12} , %	5,1–7,0	3,64	< 3,0	–13,18
X_{13} , м/с	> 1,20	5,21	0,61–0,80	–8,94
X_{14} , сут	5	6,26	< 2	11,52
X_{16} (вода)	Да	4,32	Нет	–0,57
Итого	–	29,82	–	–47,65

рого (с неудачным исходом) класса соответственно ко второму или первому классу.

При α и β , равных 0,05 (пять ошибок на 100 операций), $A = 13$ и $B = -13$. Если $g(\bar{X}) = 13$, то это значит, что с вероятностью 0,95 операция относится к классу с успешным исходом; если $g(\bar{X}) = -13$, то с той же вероятностью – к классу с неудачным исходом.

Анализ табл. 8.5 и 8.6 показывает, что при установке цементных мостов без осложнений (отсутствие поглощений, проявлений, каверн) неуправляемые факторы незначительно влияют на исход работ. Даже в наиболее неблагоприятных ситуациях за счет выбора соответствующих значений управляемых факторов можно обеспечить высокую (более 0,95) вероятность успешного исхода работ:

$$g(\bar{X}) = -16,21 + 29,82 = 13,61.$$

Наиболее весомы следующие управляемые факторы:

период ОЗЦ (ДК от 6,26 до -11,52);

факторы, связанные с объемом цементного раствора и точностью его продавливания, X_{10} , X_{11} и X_{12} (Σ ДК от 7,98 до -19,34);

скорость восходящего потока X_{13} (ДК от 5,21 до -8,94).

Выбор соответствующих значений каждого указанного фактора может оказать решающее влияние на исход операций по установке моста. Также существенно и влияние применения в качестве буферной жидкости воды.

•

8.5. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ДОСТАВКИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА В СКВАЖИНУ ПО ЗАЛИВОЧНОЙ КОЛОННЕ

Доставка в интервал установки цементного моста тампонажного раствора исходного состава – одно из основных условий успешного ведения работ и в значительной мере обуславливается потерями цементного раствора за счет смешения и точностью соответствия объема продавочной жидкости расчетному.

8.5.1. ПОТЕРИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ПРИ ДВИЖЕНИИ ПО КОЛОННЕ ТРУБ

Для определения потерь цементного раствора в процессе закачки его в интервал установки моста на скв. 30 Некрасовская, 8 Ладожская, 37 Сердюковская, 7 Темиргоевская б. объединения “Краснодарнефтегаз” были проведены экспериментальные исследования, заключающиеся в том, что по заливочной колонне в скважину продавливали, а затем в результате обратной промывки вытесняли порцию цементного раствора. Продавливали цементный раствор в скважину из расчета того, чтобы, как и при установке моста, часть

раствора оставалась в заливочной колонне. Основные данные о скважинах, заливочных колоннах, объемах и показателях тампонажного раствора, буферной и продавочной жидкостей с указанием номеров операций (1 и 2) приведены в табл. 8.8. Заливочные колонны в скважинах не центрировали, разделительные пробки не применяли. Секундный и суммарный расходы, а

Таблица 8.8
Данные о скважинах и объемах растворов

Показатель	Скв. 8 Ладож- ская		Скв. 30 Не- красовская		Скв. 37 Сер- дюковская		Скв. 7 Темир- гоев- ская
	1	2	1	2	1	2	
Диаметр скважины, мм	253	253	253	253	126	126	118
Длина заливочной колонны, м	2585	2585	1953	1953	3200	3200	5267
Тип труб	Бурильные трубы с высажен- ными внутрь концами				Насосно-компрессор- ные трубы		
Диаметр труб, мм	141	141	141	141	89×73	89×73	73
Внутренний объем заливочной колонны, м ³	30,00	20,00	23,50	23,50	11,90	11,90	15,90
Объем продавочной жидкости, м ³	29,00	29,00	23,20	21,50	11,20	12,10	15,20
Объем закачанного цементного раствора, м ³	2,85	2,70	2,70	4,40	1,40	0,50	1,70
Тип буферной жидкости	Вода	Нет	Вода	Нет	Вода	Нет	Вода
Объем 1-й порции буферной жидкости, м ³	4,30	—	5,00	—	0,50	—	2,00
Объем 2-й порции буферной жидкости, м ³	1,50	—	1,60	—	0,20	—	0,90
Исходная плотность цементного раствора, г/см ³	1,82	1,86	1,78	1,90	1,68	1,80	1,82
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,20	1,20	1,20	1,20	1,27	1,27	1,50
Максимальная плотность вы- тесненного цементного раство- ра, г/см ³	1,72	1,27	1,65	1,72	1,68	1,36	1,82
Объем вытесненного из сква- жины цементного раствора с исходной плотностью, м ³	Нет	Нет	Нет	Нет	0,80	Нет	1,00
Потери цементного раствора из-за образования корки (пленки) на стенках труб, м ³	0,47	1,34	0,07	1,25	0,05	0,27	0,08
То же, в долях от объема про- качанной жидкости	0,008	0,023	0,002	0,029	0,002	0,011	0,002
Объем цементного раствора, смешавшегося с 1-й порцией жидкости, м ³	1,38	0,85	1,16	1,89	0,30	0,13	0,35
То же, в долях от объема про- качанной жидкости	0,022	> 0,014	0,023	0,037	0,012	> 0,005	0,01
Объем цементного раствора, смешавшегося со 2-й порцией жидкости, м ³	1,00	0,51	0,47	1,26	0,25	0,10	0,30
То же, в долях от объема про- качанной жидкости	0,017	> 0,009	0,01	0,03	0,011	> 0,004	0,01
Потери буферной жидкости из- за смешения с растворами при движении в заливочной колон- не в долях от объема прокачан- ной жидкости	0,021	—	0,015	—	0,01	—	0,02
То же, в кольцевом простран- стве, в долях от объема прока- чанной в кольцевом простран- стве жидкости	0,40	—	0,31	—	0,22	—	0,40
Объем зоны смешения цемент- ного раствора с 1-й порцией жидкости, м ³	2,00	13,00	1,10	5,00	0,70	1,30	0,80

Продолжение табл. 8.8

Показатель	Скв. 8 Ладожская		Скв. 30 Некрасовская		Скв. 37 Сердюковская		Скв. 7 Темир-гоевская
	1	2	1	2	1	2	
То же, в долях от объема прокачанной жидкости	0,03	0,20	0,02	0,10	0,03	> 0,05	0,03
Объем зоны смешения цементного раствора со 2-й порцией жидкости, м ³	1,00	10,00	0,90	3,00	0,60	1,20	0,70
То же, в долях от объема прокачанной жидкости	0,02	0,15	0,02	0,07	0,03	> 0,05	0,03

Примечания. 1. Знак “>” означает, что в случае использования большего объема цементного раствора (буферной жидкости) соответствующие потери были бы значительнее. 2. Цифры “1” и “2” в шапке таблицы означают номера операций.

также плотность закачиваемой и вытесняемой жидкостей регистрировали с помощью станции СКЦ-2М, мерных емкостей и ареометров. Скорость движения цементного раствора во время проведения опытов составляла 1,2–2,5 м/с в заливочной колонне и 0,4–1,4 м/с в кольцевом пространстве.

По экспериментальным данным были построены графики, характеризующие изменения плотности закачиваемой и вытесняемой жидкостей, замеряемой на устье (рис. 8.1 и 8.2).

Результаты исследований сведены в табл. 8.8 и 8.9.

Из табл. 8.8 и 8.9 видно, что при установке цементных мостов без разделительных пробок и буферных жидкостей даже при большом (0,5–0,7 г/см³) превышении плотности цементного раствора над плотностью бурового потеря первого за счет смешения и образования адгезионного слоя (пленки) на стенках труб составляют 5–10 % от объема продавочной жидкости. В случае применения в качестве буферной жидкости воды эти потери уменьшаются в 2 раза. Величина потерь значительна и для глубоких скважин нередко превышает теоретический объем цементного моста. Например, при установке моста высотой 50 м в скважине диаметром 250 мм с использованием 141-мм

Таблица 8.9

Результаты исследования смешения растворов

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженными внутрь концами		Для насосно-компрессорных труб	
	Буферная жидкость – вода	Без буферной жидкости	Буферная жидкость – вода	Без буферной жидкости
Потеря цементного раствора на стенках труб C_1	0,01	0,03	–	0,01
Потеря цементного раствора в результате смешения его на границе:				
с 1-й порцией C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
со 2-й порцией C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потеря буферной жидкости при движении ее:				
по заливочной колонне C_4	0,02	–	0,02	–
по кольцевому пространству C_5	0,40	–	0,40	–
Смешения цементного раствора C_6	0,03	0,20	0,03	0,20

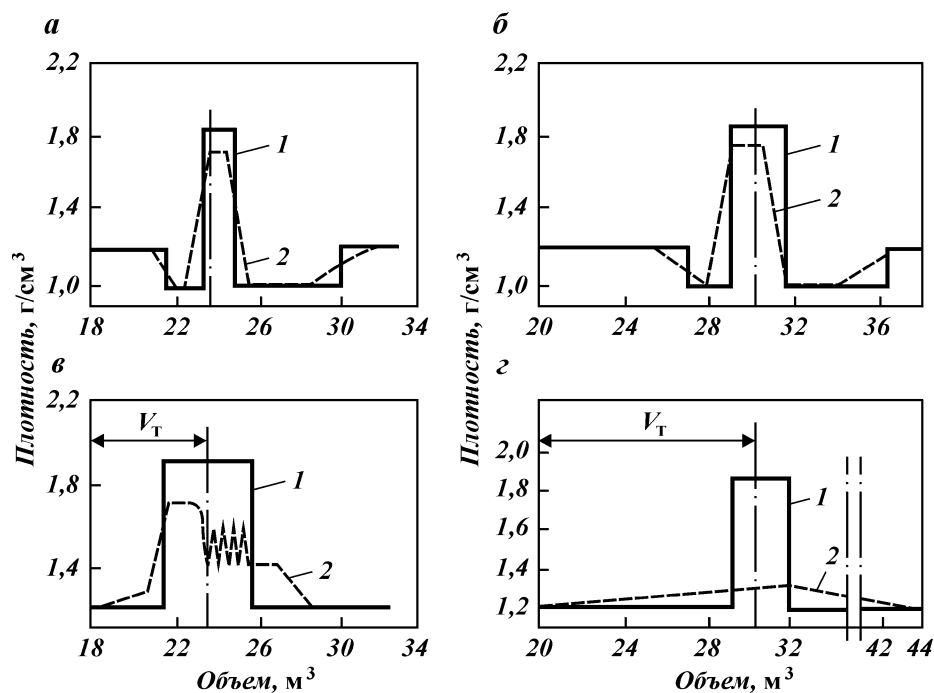


Рис. 8.1. Изменение плотности цементного раствора при прокачивании его по колонне бурильных труб (объемом V_T) в скв. 30 Некрасовская (×, ,) и скв. 8 – Ладожская (·):
а, б – при использовании в качестве буферной жидкости воды; в, г – без буферной жидкости;
1, 2 – прямая и обратная промывки

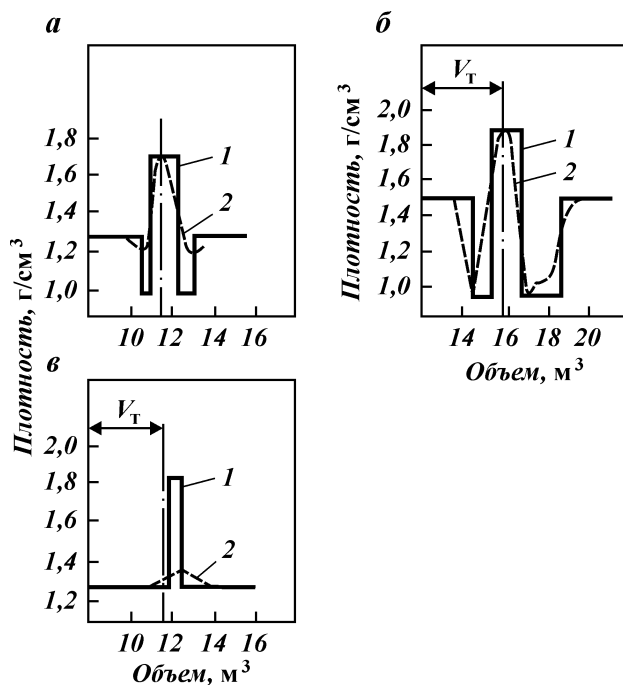


Рис. 8.2. Изменение плотности цементного раствора при прокачивании его по колонне насосно-компрессорных труб (объемом V_T) в скв. 37 Сердюковская (×, ,) и скв. 7 Темиргоевская (·):
а, б – при использовании в качестве буферной жидкости воды; в – без буферной жидкости; 1, 2 – прямая и обратная промывки

бурильных труб номинальный объем цементного раствора составляет $2,5 \text{ м}^3$, а объем продавочной жидкости $-33,5 \text{ м}^3$. Таким образом, если потери раствора составят 10 %, то в интервал установки моста будет доставлен не исходный раствор, а смесь его с буровым.

Полученные экспериментальные данные согласуются с результатами анализа промысловых исследований с применением последовательной диагностической процедуры, согласно которым при отношении объема цементного раствора к внутреннему объему заливочной колонны менее 0,2 диагностический коэффициент имеет наименьшее значение.

По результатам проведенных исследований, одно из условий доставки в проектный интервал скважин исходного цементного раствора может быть записано как

$$V_{\text{ц}} = H_{\text{м}} S_{\text{с}} + V_{\text{т}} (C_1 + C_2 + C_3), \quad (8.5)$$

где $H_{\text{м}}$ – высота цементного моста; $S_{\text{с}}$ – площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста; C_1, C_2, C_3 – соответствующие коэффициенты потерь (см. табл. 8.9).

При установке моста с применением в качестве буферной жидкости воды потери цементного раствора резко уменьшаются, также уменьшаются и объемы зон его смешения.

8.5.2. ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ ПРОДАВЛИВАНИЯ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА ПО ОБЪЕМУ ПРОДАВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Анализ промысловых данных показывает, что при контроле процесса продавливания цементного раствора по объему продавочной жидкости для успешных операций характерно более значительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости. Так (см. табл. 8.6), в 18 случаях, когда $X_{12} < 3 \%$, исход 17 операций был неудачным; при этом только в 3 случаях период ОЗЦ был меньше 2 сут. Видимо, одной из основных причин неудачного исхода указанных операций явилась закачка в интервал установки моста вместо цементного раствора смеси его с продавочной жидкостью, что и обусловило низкую прочность цементного камня.

С целью оценить точность продавливания цементного раствора в скважину по объему продавочной жидкости были проанализированы 109 операций по цементированию 146-мм обсадных колонн и 91 операция по цементированию секций обсадных труб, спущенных на 140-мм бурильных трубах с высаженными внутрь концами. Все операции были проведены с применением манжетных разделительных пробок. В обсадных колоннах были установлены стоп-кольца, а в бурильных трубах – подвесные пробки на срезных штифтах. В качестве продавочной жидкости использовали буровые (глинистые) растворы плотностью 1,2–2,0 г/см³.

Полигоны распределения частоты операций в зависимости от соотношения ΔV_0 расчетного $V_{\text{р}}$ и фактического $V_{\text{ф}}$ объемов продавочной жидкости представлены на рис. 8.3.

$$\Delta V_0 = \frac{V_{\text{ф}} - V_{\text{р}}}{V_{\text{р}}} 100 \, \%.$$

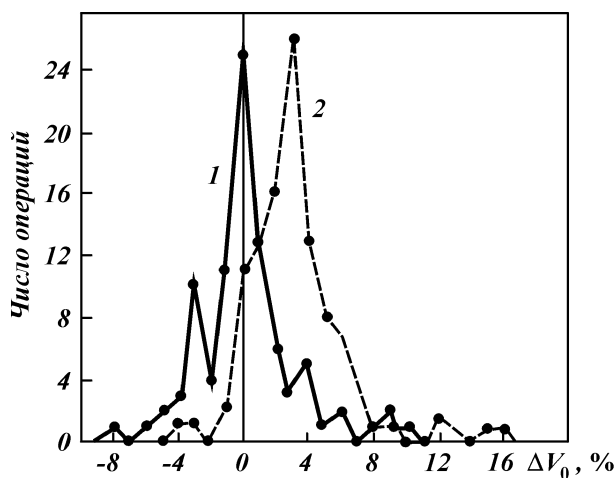


Рис. 8.3. Распределение числа операций в зависимости от ΔV_0 :
 1 — цементирование секций обсадных труб через 140-мм буровые трубы; 2 — цементирование 146-мм обсадных колонн

При этом положительные значения ΔV_0 соответствовали “перекачке”, а отрицательные — “недокачке”. Расчетные объемы определяли по внутреннему объему колонны труб, исходя из номинальных диаметров, без учета сжимаемости продажной жидкости; фактические — по результатам замеров в мерных емкостях цементировочных агрегатов.

Оба полигона были исследованы с помощью критерия согласия Пирсона. Установлено, что различия в распределении операций при цементировании обсадных колонн и секций обсадных труб не случайны, а сами полигоны соответствуют нормальному закону распределения случайных величин. При этом при цементировании обсадных колонн фактические объемы в среднем больше номинальных на 2,5 %, а при цементировании секций обсадных труб соответствуют друг другу. Указанные различия обусловлены более высокими (на 10–12 МПа) давлениями продавливания во время цементирования обсадных колонн и, следовательно, большей величиной сжатия продажной жидкости. Поскольку установка цементных мостов наиболее близка к цементированию секций обсадных труб, прослеженная закономерность соответствия расчетных и фактических объемов продажной жидкости справедлива в обоих случаях.

Однако анализ полигона показывает, что в 20 % случаев (18 из 91) фактический объем продажной жидкости отличается от расчетного на ± 3 % и более, а в 35 % — на ± 2 % и более.

При установке мостов небольшой длины, когда объем зоны цементирования составлял всего 2–3 % объема продажной жидкости, данное обстоятельство, если его не учитывать соответствующим образом, может быть одной из основных причин низкого качества работ, в том числе в случаях применения разделительных пробок, но без надежных контролирующих устройств.

Указанные отклонения обусловлены рядом факторов, учесть которые практически невозможно: отсутствие точных сведений о внутреннем диаметре труб, недостаточная точность замеров в мерных емкостях цементировочных агрегатов, различное сжатие жидкостей, субъективные ошибки операторов и т.д.

Существенным является фактор уменьшения диаметра проходного канала заливочной колонны вследствие образования в ней корки из твердой фазы бурового или цементного раствора.

Для уточнения этого на ряде скважин б. объединения “Краснодарнефтегаз” были проведены специальные исследования, суть которых заключалась в том, что в колонне бурильных труб устанавливали калиброванные кольца. Внутри колонны продавливали цементировочные пробки, при прохождении которых через кольца повышалось давление на устье.

На скв. 55 Левкинская кольцо с внутренним диаметром 65 мм было установлено в 140-мм бурильной колонне на глубине 500 м. Номинальный внутренний объем колонны составлял 5,85 м³. Давление повысилось после прокачивания 5 м³ известково-битумного раствора плотностью 2,02 г/см³. Разница в объемах $\Delta V_0 = -14,5 \%$. Эта поправка была учтена при определении объема продавочной жидкости, что обусловило установку на глубине 4550 м надежного цементного моста, предназначенного для опробования скважины с помощью испытателя пластов.

На скв. 5 Черноморская в бурильной колонне были установлены три кольца диаметром 65, 62 и 61 мм на глубине соответственно 1880, 2903 и 3594 м, и через колонну последовательно продавлены три пробки, разделенные порциями бурового раствора объемом по 1 м³. Пробки проходили через кольца раньше прокачки расчетного объема продавочной жидкости, в качестве которой применяли буровой раствор плотностью 2,05 г/см³. Среднее уменьшение объема составило 6,5 %.

Из изложенного следует, что контроль за процессом установки цементных мостов по объему продавочной жидкости без соответствующих поправок на точность недостаточно надежен.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема $V_{\text{п}}$ следует исходить из условия

$$V_{\text{п}} = V_{\text{т}}(1 - \Delta V), \quad (8.6)$$

где ΔV – относительное превышение внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости,

$$\Delta V = \frac{H_{\text{м}} S_{\text{т}}}{V_{\text{т}}} + C_0 + C_1 + C_3;$$

$S_{\text{т}}$ – площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста; C_1 и C_3 – соответствующие коэффициенты потерь цементного раствора (см. табл. 8.8); C_0 – коэффициент неточности продавливания при контроле по объему продавочной жидкости (его значение может быть принято равным 0,01–0,02).

Для компенсации недохождения цементного раствора в кольцевом пространстве до требуемой высоты коэффициент C_0 должен быть также учтен и при определении необходимого объема цементного раствора, т.е. вместо условия (8.5) получим

$$V_{\text{ц}} = H_{\text{м}} S_{\text{с}} + V_{\text{т}}(C_0 + C_1 + C_2 + C_3). \quad (8.7)$$

Сопоставление результатов промысловых и экспериментальных исследований свидетельствует об их удовлетворительном соответствии.

Так, согласно табл. 8.6, наиболее удачен исход работ при $X_{12} = 5,1 \pm 7,0 \%$ (ДК = 3,64), неудачен при $X_{12} \leq 3,0 \%$ (ДК = –13,18). Величина ΔV по формуле (8.6) для глубоких скважин при установке цементных мостов без буферной жидкости составляет 0,07–0,08 (или 7–8 %), при использовании в качестве буферной жидкости воды – 0,05–0,06 (5–6 %).

8.5.3. ВЛИЯНИЕ СИЛ ТРЕНИЯ НА ПРОХОДИМОСТЬ МАНЖЕТНОЙ ПРОБКИ В КОЛОННЕ ТРУБ

Цементируемые пробки с уплотняющимися манжетами являются эффективным средством разделения жидкостей и управления процессом цементировки. Однако в промысловой практике отмечаются случаи заклинивания манжетных пробок с прекращением циркуляции [71] либо случаи отрыва манжет (более многочисленные). Считается, что заклинивание происходит в местах сужения или несоосности колонны труб вследствие большой жесткости пробки. При этом вопросу заклинивания пробок из-за сил трения и прижатия манжет к стенкам труб под действием избыточного давления должного внимания не уделяется. Недостаточной изученностью вопроса обусловлено также отсутствие разделительных пробок для комбинированных колонн, используемых в глубоких скважинах.

При движении пробки (в качестве примера рассмотрена двухманжетная) в колонне труб необходимо преодолеть силу трения G , обусловленную натягом и жесткостью пробки:

$$G = fN,$$

где f – коэффициент трения; N – сила прижатия манжет пробки к колонне, обусловленная натягом и жесткостью пробки.

При создании над пробкой избыточного давления последнее частично передается в межманжетное пространство. Возникшие перепады давления еще больше прижимают манжеты к колонне, обуславливая появление дополнительных сил трения, в связи с чем для начала движения пробки в канале диаметром d необходимо выполнение условия

$$\frac{\pi d}{4}(p - p_0) = G + f(p - p_m)\pi dl_v + f(p_m - p_0)\pi dl_n, \quad (8.8)$$

где p , p_0 и p_m – давления соответственно над пробкой, под пробкой и между манжетами; πdl_v и πdl_n – площади контакта соответственно верхней и нижней манжет с колонной; l_v и l_n – длина поверхностей контакта соответственно верхней и нижней манжет.

Согласно рис. 8.4, длина поверхности контакта манжеты может быть определена по формуле

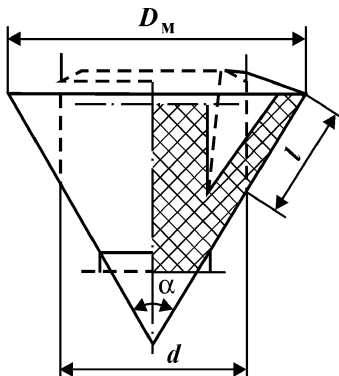


Рис. 8.4. Схема деформации манжеты цементной пробки в трубе диаметром d

$$l = \frac{D_m - d}{2 \sin(\alpha/2)},$$

где D_m – диаметр манжеты; α – конусность манжеты.

При движении пробки по каналу постоянного сечения в связи с ростом гидростатического давления величина p_0 увеличивается и становится равной p_m , вследствие чего рабочей становится только верхняя манжета, и уравнение принимает вид

$$\frac{\pi d^2}{4} (p - p_0) = G + f(p_m - p) \pi d l_b,$$

или после преобразования

$$p - p_0 = \frac{\Delta p_c}{1 - 4f\bar{l}_b}, \quad (8.9)$$

где $\Delta p_c = 4G/(\pi d^2)$ – перепад давления, необходимый для преодоления сил сопротивления, обусловленного натягом и жесткостью пробки;

$$\bar{l}_b = l_b / d.$$

При вхождении нижней манжеты в место сужения она деформируется, что вызывает увеличение силы трения G и общего перепада давления. Вместе с тем уменьшается межманжетное пространство, вследствие чего давление в нем возрастает до давления над пробкой. В результате рабочей становится нижняя манжета, и уравнение принимает вид

$$p - p_0 = \Delta p_c / (1 - 4f\bar{l}_n). \quad (8.10)$$

После полного вхождения пробки в место сужения из-за увеличения натяга верхней манжеты давление над пробкой возрастает и рабочими становятся обе манжеты, чему соответствует уравнение (8.8).

При дальнейшем движении пробки в месте сужения $p_0 = p_m$ рабочей становится только верхняя манжета (8.9).

Анализ выражений (8.8) – (8.10) показывает, что сила трения, обусловленная прижатием манжет за счет перепада давления $(p - p_0)$, достигает максимума, когда рабочей становится только одна манжета наибольшего диаметра. Ею, как правило, в цементировочных пробках является верхняя манжета, поэтому в качестве расчетной следует использовать формулу (8.9). Из анализа формулы видно, что перепад давления, необходимый для движения пробки, зависит от ее натяга, жесткости коэффициента трения и площади контакта рабочих манжет с проходным каналом.

Коэффициент трения резины по стали изменяется в широких пределах. При смачивании трущихся поверхностей водой или буровым раствором значение этого коэффициента в покое составляет 0,2–0,3, а в движении уменьшается и достигает минимума (0,02–0,04) при скорости 1,5–3,0 м/с. Следовательно, при цементировочных работах коэффициент трения может изменяться в пределах от 0,2–0,3 при остановке пробки до 0,02–0,04 при достаточно высокой скорости движения. Этот коэффициент существенно возрастает с увеличением шероховатости трущихся поверхностей и твердости резины, а также с повышением давления. При сухом трении коэффициент трения может достигать единицы. Расчеты по формуле (8.9) показывают, что увеличение коэффициента трения от 0,03 до 0,3 приводит к росту требу-

емого перепада давления в 1,86 раза при $\bar{l} = 0,4$ и в 22,6 раза при $\bar{l} = 0,8$. У применяемых в настоящее время конструкций манжетных пробок и колонн труб величины параметра значительны. Так, при цементировании через колонну, состоящую из бурильных труб диаметрами 140 и 114 мм, применяют пробки с манжетами диаметром 130 мм и конусностью 60°; в этом случае при диаметре места сужения 68 мм, как это было на скв. 674 Старогрозненская [141], $\bar{l} = 0,86$. Для проведения цементировочных работ через колонну, состоящую из бурильных труб диаметрами 114 и 89 мм (минимальный диаметр 38 мм), необходима пробка с манжетами диаметром 100 мм; для указанных размеров $\bar{l} = 1,63$.

Анализ формулы (8.9) показывает, что при определенных соотношениях f и $\bar{l}$ требуемое давление достигает бесконечно больших величин, что должно привести либо к прекращению циркуляции, либо к разрушению пробки или колонны.

Критические значения $\bar{l}$ для различных величин f приведены ниже.

$f \dots \dots$	0,30	0,20	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02
$\bar{l}_{кр} \dots \dots$	0,83	1,25	2,50	3,13	4,16	6,25	12,50

Согласно формуле (8.9) получим

$$\Delta p_c = 4fN(\pi d^2).$$

При прохождении пробкой места сужения возможны два крайних случая: движение без снижения скорости ($f = \text{const}$) и движение с остановкой.

В первом случае увеличение перепада давлений Δp_c обусловлено жесткостью пробки. Во втором случае (т.е. когда потенциальная сила гидравлического удара потока меньше силы сопротивления, вызванного деформацией пробки в месте сужения) увеличение Δp_c обусловлено также ростом коэффициента трения.

Влияние указанных факторов определяли с применением формулы

$$\frac{p_2 - p_0}{p_1 - p_0} = \frac{f_2 N_2 (1 - 4f_1 \bar{l}_1)}{f_1 N_1 (1 - 4f_2 \bar{l}_2)}, \quad (8.11)$$

где 1 и 2 – индексы, соответствующие данным показателям перед местом сужения и в месте сужения.

Результаты расчетов по формуле (8.11), приведены в табл. 8.10.

Из табл. 8.10 видно, что при прохождении места сужения с достаточно высокой скоростью ($f = 0,03$) без остановки повышение давления обусловлено в основном жесткостью пробки. Это происходит, когда потенциальная сила гидравлического удара потока превышает силу сопротивления, обусловленного жесткостью пробки.

В случаях остановок пробки (или снижения скорости ее движения) в зависимости от характера изменения коэффициента трения и величины параметра $\bar{l}$ требуемое давление может возрасти независимо от того, обусловлено ли сопротивление резким перегибом канала или его сужением. При этом сила сопротивления за счет прижатия становится весьма существенной при $\bar{l} = 0,4$ и более.

В целях проверки аналитических зависимостей в б. ВНИИКРнефти были проведены экспериментальные исследования по продавливанию литых резиновых манжетных пробок через трубы с внутренним диаметром 62, 50 и 46 мм. Испытывали пробки двух модификаций. Первая пробка, конструкция

Таблица 8.10

Результаты расчета давления по формуле (8.11)

Причина повышения сопротивления движению пробки	Характер движения в месте сопротивления	Изменение факторов при прохождении места сопротивления						$\frac{\Delta p_{c2}}{\Delta p_{c1}}$	$\frac{p_2 - p_0}{p_1 - p_0}$
		N_1	N_2	f_1	f_2	$\bar{l}_1$	$\bar{l}_2$		
Резкий перегиб канала	Без остановки	1	10	$f_1 = f_2^*$		$\bar{l}_1 = \bar{l}_2^*$		10	10,0
	С остановкой	1	10	0,03	0,30	0,1	0,1	10	11,2
						0,2	0,2	10	12,8
						0,4	0,4	10	18,3
						0,6	0,6	10	33,2
						0,8	0,8	10	226
Сужение канала	Без остановки	1	10	0,03	0,03	0,1	0,4	10	10,4
						0,1	0,6	10	10,6
						0,1	0,8	10	10,9
	С остановкой	1	10	0,03	0,30	0,1	0,4	10	19,0
						0,4	0,6	10	34,0
						0,1	0,6	10	35,3
						0,1	0,8	10	247
						* Справедливы для любых значений f и $\bar{l}$, при которых $\bar{l}$ не достигает критической величины.			

которой представлена на рис. 8.5, имела манжеты диаметрами 63 и 80 мм с конусностью 60° при диаметре ствола пробки 30 мм.

Вторая пробка отличалась от первой только тем, что диаметр верхней манжеты был уменьшен до 63 мм. Пробки устанавливали в трубы с помощью прессы, продавливали водой с помощью цементировочного агрегата ЦА-320 при расходе 2 л/с, что обеспечивало скорость движения пробки 1,0 и 0,7 м/с в трубах диаметром соответственно 50 и 62 мм. Были проведены четыре серии опытов, данные о которых представлены в табл. 8.11.

Сходимость результатов экспериментальных исследований с расчетными данными оказалась хорошей. При этом необходимо отметить, что во второй серии опытов при страгивании пробки с места давление возрастало до 7,5–8,0 МПа, после чего происходил отрыв верхней манжеты. При уменьшении диаметра манжеты с 80 до 63 мм страгивание пробки происходило без заметного роста давления. Расчеты показывают, что отрыв манжет происходил при напряжении растяжения до 4,5–5,2 МПа, что соответствовало прочности резины.

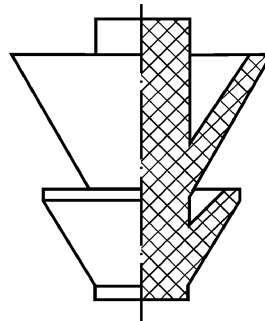


Рис. 8.5. Конструкция манжетной пробки, использованной при экспериментальных исследованиях

Таблица 8.11

Данные экспериментов по продавливанию пробок по трубам

Номер серии опытов	Диаметр проходного канала, мм		Диаметр манжеты, мм	Тип смазки	Усилие при установке пробки, кгс	Расчетные значения p_c при установке, кгс/см ²
	в месте установки пробки	в остальной части				
I	62	50	80	Без смазки (вода)	30	1,0
II	46	50	80	То же	200	12,0
III	46	50	63	“	150	9,0
IV	46	50	80	Солидол	22	1,3

Продолжение табл. 8.11

Номер серии опытов	Фактические значения				Расчетные значения ($p - p_0$), кгс/см ²		Число опытов
	при страгивании		при движении		при страгивании ($f = 0,30$)	при движении ($f = 0,03$)	
	$\bar{l}$	$(p - p_0)$, кгс/см ²	$\bar{l}$	$(p - p_0)$, кгс/см ²			
I	0,029	0	0,06	0	0,15	0,01	2
II	0,074	80*	0,002	0*	10,9	0,12	3
III	0,037	< 10	0,026	0	1,62	0,02	2
IV	0,074	0	0,06	0	0,12**	0,01	1

* При страгивании происходил отрыв верхней манжеты.

** При использовании солидола коэффициент трения в состоянии покоя составлял 0,03–0,04.

Рассмотрим некоторые конкретные случаи осложнений, связанных с заклиниванием манжетных пробок.

В скв. № 1 Ново-Михайловская объединения “Краснодарнефтегаз” при цементировании секций 325-мм обсадных труб литая трехманжетная резиновая пробка без сердечника с диаметрами манжет (снизу вверх) 100, 100 и 125 мм заклинилась в утяжеленной буровой трубе с внутренним диаметром 85 мм, находившейся непосредственно под цементирующей головкой. Заклинивание произошло после кратковременного прекращения циркуляции, связанного с переключением насоса цементирующего агрегата на более высокую скорость. После переключения скорости давление возросло до 35 МПа, но циркуляцию восстановить не удалось. После замены трубы цементирование колонны закончили без осложнений. Пробку вытолкнули из трубы при давлении 7 МПа, подсоединив ЦА к другому ее концу. В данном случае $\bar{l} = 0,71$, $p_c = 7$ МПа, в связи с чем расчетное требуемое давление страгивания пробки в прямом направлении при коэффициенте трения 0,3 составило 47,5 МПа.

В скв. 674 Старогрозненская объединения “Грознефть” при цементировании секций 168-мм колонны, спущенной в интервал 3295–4210 м, резиновая пробка с металлическим сердечником и манжетами диаметрами 100 и 130 мм заклинилась на глубине 2835 м в высаженной части 114-мм буровой трубы с внутренним диаметром 68 мм. При этом давление на устье повысилось от 14 до 30 МПа, однако пробку продавить не удалось, цементный раствор остался в колонне. Для данного случая $\bar{l} = 0,86$. Расчеты показывают, что независимо от жесткости пробки требуемое давление ее страгивания должно быть бесконечно большим.

Указанными причинами объясняются и многочисленные случаи отрыва манжет от ствола пробки.

На основании изложенного выше можно сделать ряд выводов.

1. Помимо жесткости пробок, основные причины их заклинивания – увеличение коэффициента трения вследствие снижения скорости движения и большая поверхность контакта рабочей манжеты, характеризуемая параметром $\bar{l}$.

2. При определенных соотношениях коэффициента трения и параметра $\bar{l}$ потеря циркуляции является следствием самозаклинивания пробки в результате прижатия манжет под действием перепада давления независимо от сопротивления, обусловленного жесткостью пробки.

3. При выборе (разработке) конструкции манжетой пробки для оценки проходимости ее в колонне труб следует использовать формулу (8.9), учитывающую остановку пробки в наиболее опасных (узких) местах; рекомендуемый параметр $\bar{l}$ для манжеты наибольшего диаметра равен 0,4.

4. Существующая методика проверки проходимости пробки путем продавливания ее без остановок по макету колонны, составленному из натуральных труб, не соответствует поставленной цели, так как операция проводится при заниженных значениях коэффициента трения.

Продавливать пробку потоком жидкости следует при низких скоростях движения (0,1–0,2 м/с) с остановкой пробки в наиболее опасном месте.

8.5.4. УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ СРЕЗКИ ШТИФТОВ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫМИ ПРОБКАМИ

Анализ промысловых данных о цементировании секций обсадных колонн (совместно с С.В. Усовым) свидетельствует, что в 33–44 % случаев (табл. 8.12) срезка штифтов подвесной разделительной пробки происходит незаметно, хотя штифты рассчитывают на срезку избыточным давлением 3–4 МПа и более.

Для устранения причин этого явления были проанализированы данные, полученные при проведении 32 операций в б. объединении “Краснодарнефтегаз” и 36 операций в б. объединении “Грознефть” (регистрация с помощью станций контроля цементирования).

В момент схождения пробки с штифтами на последние действуют силы, обусловленные гидравлическим ударом и разностью гидростатических давлений в колонне труб и кольцевом пространстве.

Таблица 8.12

Давления срезки штифтов

Объединение, рассматриваемый период	Расчетное давление срезки штифтов, МПа	Число операций		Случаи незаметной срезки штифтов, %
		Всего	В том числе без момента “стоп”	
Краснодарнефтегаз, 1975–1977 гг.	3–4	73	32	44
Грознефть, 1978 г., 8 мес	4–5	40	13	33

Согласно [71], величина гидравлического удара определяется по формуле

$$p = \rho_1 w_1 c_1 + \rho_2 w_2 c_2, \quad (8.12)$$

где ρ – плотность жидкости; w – скорость потока в момент схождения пробки с штифтами; c – скорость распространения ударной волны; 1 и 2 – индексы, соответствующие данным показателям до места установки штифтов и после него (при цементировании секций обсадных труб индекс 1 относится к буровым трубам, 2 – к секции обсадных труб).

Скорость распространения ударной волны в трубах определяется по формуле

$$c = \left[\rho \left(\frac{d}{E\delta} + \frac{1}{\epsilon} \right) \right]^{-0.5}, \quad (8.13)$$

где d – внутренний диаметр трубы; E – модуль Юнга; δ – толщина стенки трубы; ϵ – модуль объемной упругости жидкости.

Анализ формулы (8.13) показывает, что для условий скважины ($E = 2,1 \cdot 10^7$ МПа и $\epsilon = 2,25 \cdot 10^5$ МПа) скорость распространения ударной волны (в м/с) с достаточно высокой точностью (табл. 8.13) может быть определена по формуле

$$c = 1350\rho^{-0.5},$$

где ρ – в г/см³.

Подставив значение c в формулу (8.12) и проведя соответствующие преобразования, получаем

$$p = 1,35w_1\rho_1^{0.5} \left[1 + \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0.5} \right], \quad (8.14)$$

где p – в МПа; w_1 – в м/с; ρ – в г/см³; d – в см.

Обобщенные результаты расчетов величин гидравлических ударов в зависимости от наличия момента “стоп” представлены в табл. 8.14.

Характер различий между операциями по указанному признаку был определен с помощью критериев распределения Стьюдента [200]:

Таблица 8.13
Скорость распространения ударной волны

Номинальный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Скорость распространения ударной волны, м/с	Отклонение от среднего значения, %
114	8	$1410\rho^{-0.5}$	+4,3
	10	$1420\rho^{-0.5}$	+5,2
168	8	$1370\rho^{-0.5}$	+1,5
	11	$1400\rho^{-0.5}$	+3,7
244	8	$1320\rho^{-0.5}$	+2,2
	12	$1370\rho^{-0.5}$	+1,5
324	8	$1270\rho^{-0.5}$	–5,9
	12	$1330\rho^{-0.5}$	–1,5

Таблица 8.14

Обобщенные результаты расчетов величин гидравлических ударов

Номинальный диаметр буровых труб, мм	Число операций	Среднее значение гидроудара, МПа	Среднеквадратичное отклонение, МПа
Краснодарнефтегаз			
140	5/17	2,09/1,62	0,31/0,61
114	3/7	3,23/2,07	0,52/0,69
Грознефть			
140	12/24	4,61/3,26	0,64/1,25

Примечание. В числителе – момента “стоп” нет, в знаменателе – есть.

$$t = \frac{|\bar{X}_1 - \bar{X}_2|}{S_\delta} \quad \text{и} \quad S_\delta = \sqrt{\frac{n_1\sigma_1^2 + n_2\sigma_2^2}{K} \frac{n_1 + n_2}{n_1 n_2}},$$

где $\bar{X}$ – среднее значение гидравлических ударов; S_δ – среднеквадратичное отклонение совместной выборки; σ_1 и σ_2 – среднеквадратичное отклонение; n_1 и n_2 – число операций; K – число степеней свободы, $K = n_1 + n_2 - 2$.

Результаты расчетов сведены в табл. 8.15.

Из табл. 8.15 следует, что различия между операциями закономерны, т.е. характер срезки штифтов (момент “стоп” есть, момента “стоп” нет) определяется величиной гидравлического удара и, кроме того, зависит от внутреннего диаметра труб до места установки штифтов; средние значения гидравлического удара, при которых срезка штифтов, рассчитанных на перепад давления 3–4 МПа, заметна, находятся в пределах прямой, описываемой уравнением (8.15); давления, при которых срезка происходила незаметно, лежат выше этой прямой:

$$10[p] = 37 - 1,73 d_1 [\text{МПа}], \quad (8.15)$$

где d_1 – в см.

Справедливость зависимости (8.15) была подтверждена при установке

Таблица 8.15

Сопоставление категорий операций

Сопоставляемые категории операций				S_{δ}	t	K	Вероятность закономерности различий в событиях
С буферной жидкостью (1)		Без буферной жидкости (2)					
номинальный диаметр труб, мм	фиксация момента “стоп”	номинальный диаметр труб, мм	фиксация момента “стоп”				
Краснодарнефтегаз							
140	Есть	140	Нет	0,296	1,59	20	0,86
114	”	114	”	0,498	2,33	8	0,95
73	”	73	”	0,466	2,83	333	0,99
140	”	140	Есть	0,297	1,52	22	0,85
140	Нет	114	Нет	0,310	3,68	6	0,98
114	Есть	73	Есть	0,214	2,90	39	0,99
Грознефть							
140	Есть	140	Нет	0,395	3,42	34	0,99

цементных мостов через 73-мм насосно-компрессорные трубы. Установить подобную корреляцию для штифтов, рассчитанных на срез при перепаде давления 4–5 МПа, не удалось из-за отсутствия промысловых данных.

Из сказанного следует, что средние значения гидравлических ударов, при которых срез штифтов происходит заметно, могут быть приняты в качестве критериев для определения производительности цементировочных агрегатов.

Допустимую производительность $[q]$, л/с, следует определять по формуле

$$[q] = \frac{0,0074S_1[p]}{\rho_1^{0,5} \left[1 + \frac{S_1}{S_2} \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)^{0,5} \right]}, \quad (8.16)$$

где S_1 и S_2 – площади поперечных сечений проходных каналов соответственно до места установки штифтов и после него, см²; $[p]$ – допустимое значение гидравлического удара, кгс/см² (табл. 8.16).

Результаты расчетов допустимой производительности представлены в табл. 8.17.

Для получения сигнала о моменте “стоп” при срезке штифтов необходимо после закачки продавочной жидкости объемом $0,9V_1$ (V_1 – внутренний объем колонны до места установки штифтов) снизить производительность цементировочных агрегатов до значений, рассчитанных по формуле (8.16) и приведенных в табл. 8.17, а после фиксации момента “стоп” увеличить, исходя из условий наилучшего вытеснения бурового раствора цементным.

Разработанная методика управления процессом срезки штифтов с по-

Таблица 8.16

Допустимые значения гидроударов

Расчетное давление среза штифтов, МПа	[p], МПа, при номинальном диаметре колонны труб до места установки штифтов			
	140 мм	114 мм	72 мм	60 мм
3,0–4,0	1,6	2,1	2,7	2,8
4,0–5,0	3,3	–	–	–

Таблица 8.17

Допустимая расчетная производительность

Диаметр, мм		Допустимая производительность ЦА, л/с, при давлении срезки штифтов 3–4 МПа и плотности бурового раствора		
колонны труб	скважины	1,0 г/см ³	1,6 г/см ³	2,2 г/см ³
60	94	2,9	2,3	2,0
	125	3,5	2,8	2,4
73	126	4,8	3,9	3,4
	146	5,0	4,1	3,5
114	190	7,9	6,3	5,5
	269	9,4	7,6	6,6
140	214	9,0	7,2	6,2
	320	11,5	9,2	8,0

мощью цементирующей пробки испытана при проведении 41 операции по установке цементных мостов. При этом только в одном случае, когда расход составлял 5–6 л/с вместо 3 л/с, срез штифтов произошел незаметно.

•

8.6. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЦЕМЕНТНЫМ

Высокие требования, предъявляемые к цементным мостам в отношении несущей способности и герметичности, обуславливают необходимость полного вытеснения бурового раствора и фильтрационной корки из зоны установки моста. При этом вытеснение должно происходить при использовании минимального объема цементного раствора, что возможно только при отсутствии застойных зон бурового раствора в кольцевом пространстве перед фронтом движения цементного раствора. В связи с этим актуален вопрос предупреждения и ликвидации застойных зон при установке цементных мостов.

8.6.1. УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦЕНТРАТОРОВ

Для начала движения вязкопластичной жидкости необходимо выполнение условия

$$\tau \geq \theta_{\text{пред}}, \quad (8.17)$$

где τ и $\theta_{\text{пред}}$ – соответственно динамическое и предельное статическое напряжения сдвига жидкости.

В то же время равновесному состоянию жидкостей соответствует условие

$$pS = xL\tau, \quad (8.18)$$

где p – перепад давления на длине L ; S – площадь поперечного сечения объема жидкости с периметром x .

Подставляя в выражение (8.18) вместо p/L и S/x соответствующие им значения градиента давления Δp и гидравлического радиуса $r_{\text{г}}$, получаем

$$\Delta p = \frac{\tau}{r_{\text{г}}} \text{ или } \Delta p_{\text{н}} = \frac{\theta_{\text{пред}}}{r_{\text{г}}}, \quad (8.19)$$

где $\Delta p_{\text{н}}$ – градиент давления для начала циркуляции.

Выражение (8.19) в соответствии с (8.17) является условием для начала движения в скважине.

При восстановлении циркуляции наименьшим затратам энергии соответствует минимально необходимый градиент давления, который достигается при максимальном значении гидравлического радиуса, т.е.

$$\Delta p_{\text{мин}} = \theta_{\text{пред}} / r_{\text{г макс}}. \quad (8.20)$$

Если сравнить гидравлические радиусы различных плоских фигур с одинаковой площадью, то максимальным будет такой радиус у круга. Поэтому максимальное значение гидравлического радиуса при некоторых сложных формах сечения соответствует не всей площади сечения, а только ее части.

Как показали исследования, для эксцентричного кольцевого сечения, образованного окружностями с радиусами R и r (рис. 8.6), максимальное значение гидравлического радиуса соответствует фигуре $DABCB_1A_1$, заключенной между дугами окружностей с радиусами R , r и r_0 .

Обозначим отношение гидравлического радиуса рассматриваемой фигуры к гидравлическому радиусу всего кольцевого сечения через $\bar{r}_r$. Величина этого отношения определяется по формуле

$$\bar{r}_r = \frac{\varphi - r^2\beta + \bar{r}_0^2\psi + \bar{e}\bar{r}\operatorname{tg}\varphi}{(1-r)(\varphi + r_0\psi + \bar{r}\beta)}, \quad (8.21)$$

где

$$\bar{r} = r/R; \quad \bar{e} = e/R; \quad r_0 = r_0/R = 1 - x/\cos\varphi;$$

$$\bar{x} = \frac{(1+\bar{r})^2 + \bar{e}^2}{2\left(\bar{e} + \frac{1+\bar{r}}{\cos\varphi}\right)}; \quad \beta = \operatorname{arctg} \frac{\bar{x}\operatorname{tg}\varphi}{\bar{x} + \bar{e}};$$

$$\psi = \operatorname{arctg} \frac{-\bar{e} \sin\varphi \cos\varphi}{\bar{x} + \bar{e} \cos\varphi}.$$

Формула (8.21) справедлива при φ в пределах

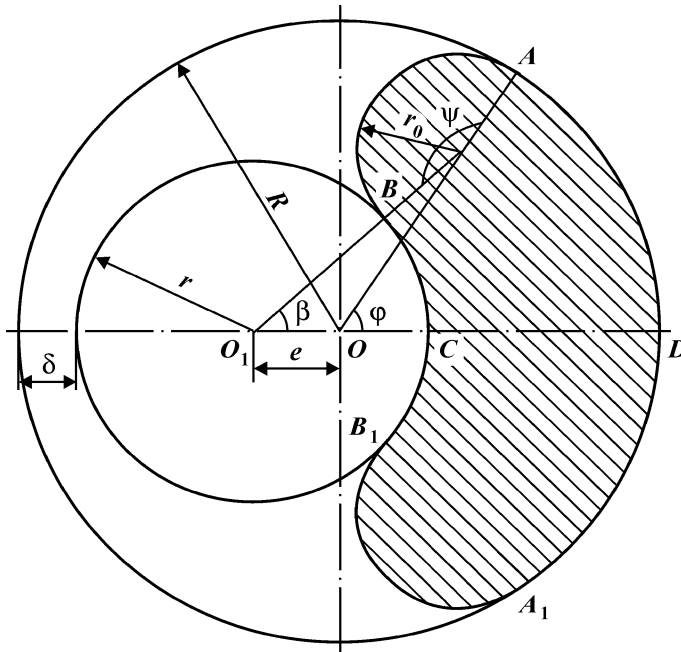


Рис. 8.6. Форма потока вязкопластичной жидкости в эксцентричном кольцевом пространстве при восстановлении циркуляции

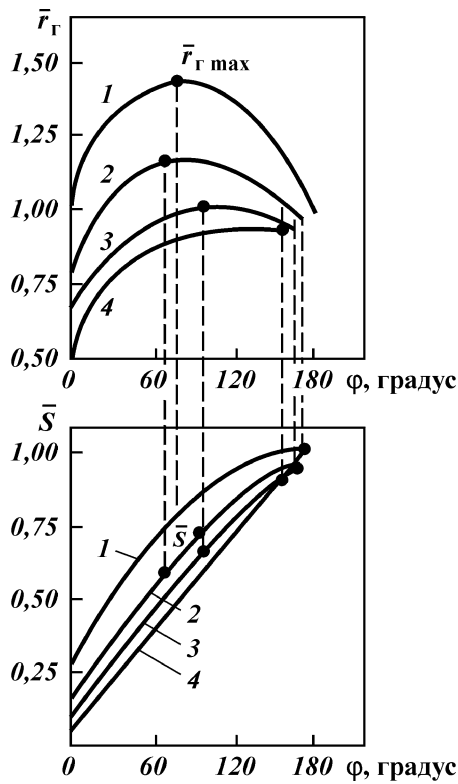
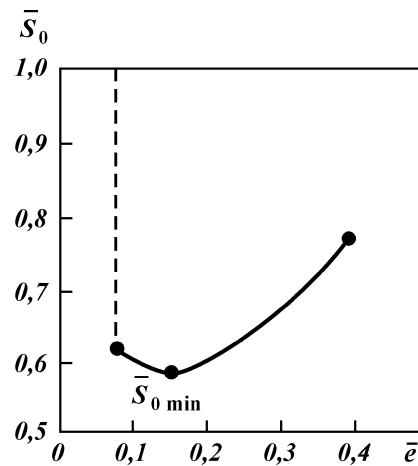


Рис. 8.7. Зависимость $\bar{r}_r$ и $\bar{S}$ от φ при $r = 0,6$ и различных значениях $\bar{e}$:
 1 - $\bar{e} = \bar{e}_{\min} = 0,4$; 2 - $\bar{e} = 0,2$; 3 - $\bar{e} = \bar{e}_{\text{кр}} = 0,08$;
 4 - $\bar{e} = 0$

Рис. 8.8. Зависимость $\bar{S}_0$ от $\bar{e}$ при $\bar{r} = 0,6$



$$0 < \varphi < \varphi_{\text{кр}},$$

где

$$\varphi_{\text{кр}} = \arcsin \frac{ab - 4\bar{e}\sqrt{\bar{r}b}}{b^2 + 4\bar{e}\cos\varphi};$$

$$a = 1 + \bar{e}^2 - \bar{r}^2; \quad b = (1 - \bar{r})^2 - \bar{e}^2.$$

При $\varphi = \varphi_{\text{кр}}$ дуги окружностей с радиусом r_0 соприкасаются, что соответствует условию образования потока по всей площади кольцевого сечения, т.е. $r_r = 1$.

Отношение площади рассматриваемой фигуры к площади всего кольцевого сечения определяется по формуле

$$\bar{S} = \frac{\varphi - \bar{r}^2\beta + r_0^2\psi + \bar{e}\bar{x}\text{tg}\varphi}{\pi(1 - \bar{r}^2)}. \quad (8.22)$$

Расчеты по формулам (8.21) и (8.22) произведены на компьютере.

На рис. 8.7 в качестве примера представлены зависимости $\bar{r}_r$ и $\bar{S}$ от φ при $\bar{r} = 0,6$.

Из рис. 8.7 видно, что при $\bar{e}$ больше некоторой критической величины $\bar{e}_{\text{кр}}$ (для данного случая $\bar{e}_{\text{кр}} = 0,08$) $\bar{r}_r$ имеет максимум, величина которого больше единицы, что означает наличие в эксцентричном кольцевом сечении фигуры, гидравлический радиус которой превышает гидравлический радиус всего сечения, т.е. в скважине имеются условия для образования застойной

зоны. При $\bar{e} < \bar{e}_{кр}$ отношение $\bar{r}_г$ максимума не имеет, что соответствует отсутствию в скважине условий для образования застойных зон.

При максимальном эксцентриситете максимум относительного гидравлического радиуса для рассматриваемого случая равен 1,35; этой фигуре соответствует площадь, относительная величина которой $\bar{S}_0$ составляет 0,77 от площади кольца, т.е. при восстановлении циркуляции площадь застойной зоны составит 23 %.

С уменьшением $\bar{e}$ максимум функции гидравлического радиуса уменьшается, а соответствующее ей значение $\bar{S}_0$ сначала уменьшается и достигает минимума $\bar{S}_{0min}$, а затем, несколько увеличившись при $e_{кр}$, возрастает до единицы (см. рис. 8.7 и 8.8).

В табл. 8.18 представлены значения $\bar{r}_{г max}$ и $\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{max}$ (т.е. при максимальном эксцентриситете), а также $e_{кр}$ и $\bar{S}_{0min}$ в зависимости от $\bar{r}$. Из табл. 8.18 видно, что с увеличением $\bar{r}$ значение $\bar{r}_{г max}$ возрастает, а S_0 уменьшается, т.е. застойные зоны в эксцентричном кольцевом пространстве увеличиваются и становятся более устойчивыми. При этом недостаточная центрирующая способность центраторов может быть причиной увеличения площади застойных зон.

Оценим площадь застойных зон по отношению к площади всего сечения скважин:

$$\bar{S}_{заст} = \frac{S_{заст}}{S_{скв}} = \frac{S_к(1 - S_0)}{S_{скв}} = (1 - \bar{r}^2)(1 - \bar{S}_0).$$

Расчеты произведены из условия формирования потока в кольцевом пространстве сечением $\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{max}$ и $\bar{S}_{0min}$. Результаты расчетов представлены в табл. 8.19.

Таблица 8.18

Значения относительных величин

Обозначение относительных величин	Значения соответствующих относительных величин при $\bar{r}$					
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
$\bar{e}_{max}$	0,90	0,80	0,60	0,40	0,20	0,10
$\bar{r}_{г max}$ при $\bar{e}_{max}$	1,07	1,11	1,23	1,35	1,59	1,73
$\bar{e}_{кр}$	0,55	0,40	0,20	0,08	0,03	0,01
$\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{max}$	0,97	0,94	0,86	0,76	0,62	0,50
$\bar{S}_{0min}$	0,84	0,80	0,70	0,59	0,49	0,44

Таблица 8.19

Результаты расчета относительных величин

Относительная величина площади поперечного сечения потока в кольцевом пространстве	Относительная величина площади застойных зон в кольцевом сечении скважины при $\bar{r}$					
	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
$\bar{S}_0$ при $\bar{e}_{max}$	0,03	0,06	0,12	0,15	0,14	0,10
$\bar{S}_{0min}$	0,16	0,19	0,25	0,26	0,18	0,11

Из табл. 8.19 видно, что при установке цементных мостов наиболее неблагоприятными в отношении полноты замещения бурового раствора цементным бывают условия при отношении диаметров заливочной колонны и скважины 0,4–0,8, а также в случаях недостаточного центрирования колонны. В связи с этим к центрирующим устройствам должны предъявляться вполне определенные требования, так как при недостаточном отклонении колонны от стенки скважины они могут быть причиной увеличения застойных зон. Это условие предупреждения образования застойных зон при $e < e_{кр}$ согласно рис. 8.6 можно выразить через величину отклонения колонны от стенки скважины

$$\bar{\delta} \geq \bar{\delta}_{кр} = 1 - \bar{r} - \bar{e}_{кр},$$

где $\bar{\delta} = \delta/R$ – относительное отклонение колонны от стенки скважины.

После преобразований получим

$$\frac{\delta_{кр}}{r} = \frac{1 - \bar{r} - \bar{e}_{кр}}{\bar{r}}. \quad (8.23)$$

Эта зависимость графически представлена на рис. 8.9. С помощью графика можно определить максимальный диаметр D_{max} скважины, в которой при радиусе колонны r и отклонении δ восстановление циркуляции проходит без образования застойных зон.

Величина δ определяется как

$$\delta = R_{ц} - r, \quad (8.24)$$

где $R_{ц}$ – радиус центрирующего элемента или эксцентрика после спуска в скважину.

Определив δ по формуле (8.24), на рис. 8.9 находим соответствующее значение δ/r и проводим параллельно оси $\bar{r}$ прямую до пересечения с кривой критических значений $\delta_{кр}/r$. Затем параллельно оси δ/r проводим прямую до пересечения с осью $\bar{r}$.

По полученному значению $\bar{r}$ определяем D_{max} по формуле

$$D_{max} = 2r / \bar{r}. \quad (8.25)$$

В табл. 8.20 приведены данные о центрирующей способности пружинных центраторов для принятых на практике соотношений диаметров колонн и долот.

Из табл. 8.20 видно, что пружинные центраторы при отсутствии деформации центрирующих элементов способствуют восстановлению циркуляции вязкопластичной жидкости без образования застойных зон в скважинах, коэффициент кавернозности которых не более 2,0–2,4. Если при спуске в скважину центраторы

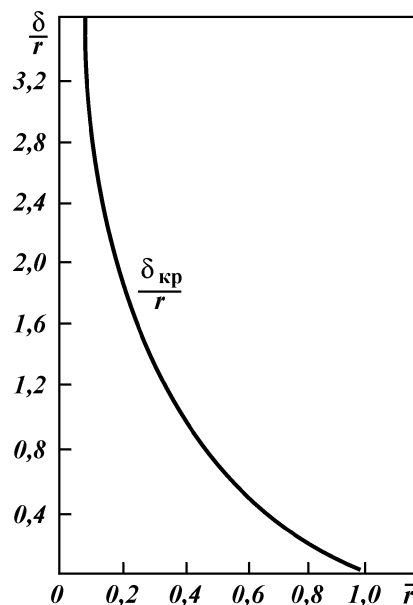


Рис. 8.9. График для определения центрирующей способности центраторов

Таблица 8.20

Центрирующая способность пружинных центраторов

Диаметр, мм		Максимальный диаметр пружинного центратора после спуска его в скважину, мм	Параметры каверны, в которой предупреждается образование застойных зон	
скважины	колонны		Максимальный диаметр, мм	Коэффициент кавернзности
190	146	240	270	2,0
		190	198	1,1
214	146	265	314	2,1
		214	232	1,1
243	146	295	374	2,4
		243	276	1,3

деформируются и диаметр их в местах деформации становится равным диаметру долот, то эффективность применения этих центраторов незначительна и образование застойных зон предупреждается лишь в тех скважинах, коэффициент кавернзности которых не превышает 1,1–1,3. Следовательно, в случае применения пружинных центраторов цементировочные работы надо проводить только с высокими скоростями восходящего потока.

8.6.2. ВЛИЯНИЕ СКОРОСТИ ПОТОКА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ НА КАЧЕСТВО ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

После восстановления циркуляции тиксотропной жидкости, каковой и является большинство буровых растворов, на границе застойных зон вместо сил статического напряжения сдвига возникают силы сопротивления, величина которых $\tau_c < \theta_{\text{пред}}$, в связи с чем градиент давления при промывке Δp_n уменьшается до величины

$$\Delta p_n = \frac{\tau_c}{r_{\text{г max}}} < \Delta p_n = \frac{\theta_{\text{пред}}}{r_{\text{г max}}}. \quad (8.26)$$

Рассмотрим условия расширения потока после восстановления циркуляции. Для этого в неподвижной зоне на границе с потоком выделим элементарный слой с поперечным сечением ΔS и периметром на границе с потоком x , а с неподвижной частью жидкости $x + \Delta x$. На этот слой действуют силы давления $\Delta p_n \Delta S$ и силы потока $\tau_c x$, уравниваемые удерживающей силой $\tau_1(x + \Delta x)$ со стороны остальной части неподвижной жидкости, т.е.

$$\tau_1(x + \Delta x) = \Delta p_n \Delta S + \tau_c x, \quad (8.27)$$

где τ_1 – касательные напряжения на границе выделенного элементарного слоя с остальной частью неподвижной жидкости. Подставляя в (8.27) $\Delta S = (x + \Delta x)r_{\text{г1}} - xr_{\text{г max}}$ значение Δp_n (8.26) и решая относительно τ_1 , получаем

$$\tau_1 = \tau_c r_{\text{г1}} / r_{\text{г max}}. \quad (8.28)$$

По условию образования потока при восстановлении циркуляции $r_{\text{г max}} > r_{\text{г1}}$, поэтому $\tau_1 < \tau_c$. Следовательно, при структурном режиме течения жидкости, пока $\tau_c \leq \theta_{\text{max}}$, условия для расширения потока отсутствуют.

Согласно [224], силы сопротивления могут быть определены по формуле

$$\tau_c = 0,125\lambda\rho\omega^2,$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений; ρ – плотность жидкости; ω – средняя скорость потока жидкости.

Влияние λ и ω на величину сил сопротивления сложное.

С увеличением скорости потока коэффициент гидравлических сопротивлений снижается, так как при этом разрушаются структурные связи в массе движущейся жидкости. Однако структурные связи могут разрушаться и при других видах механического воздействия на жидкость, например при изменении направления потока, местных возмущениях. Поэтому в скважине могут создаваться ситуации, когда при увеличении скорости потока величина τ_c уменьшается.

Пока силы τ_c больше сил τ_t , обуславливающих образование тиксотропной структуры, поток жидкости находится в тех же границах, что и в момент восстановления циркуляции. При этом поток может занимать все кольцевое пространство (в случае концентричного расположения труб) или часть его (при $e > e_{кр}$).

Однако если $\tau_c < \tau_t$, то назначается активное воздействие застойных зон на поток жидкости, при котором происходит расширение этих зон и сужение потока. Это происходит и в желобах при восстановлении циркуляции тиксотропных глинистых растворов, когда после интенсивного местного перемешивания повышается скорость потока, сокращаются его поперечные размеры и увеличиваются застойные зоны.

Анализ промысловых данных об установке цементных мостов для забурирования нового ствола (см. табл. 8.6) показывает, что влияние скорости движения жидкости в кольцевом пространстве на качество моста весьма существенно.

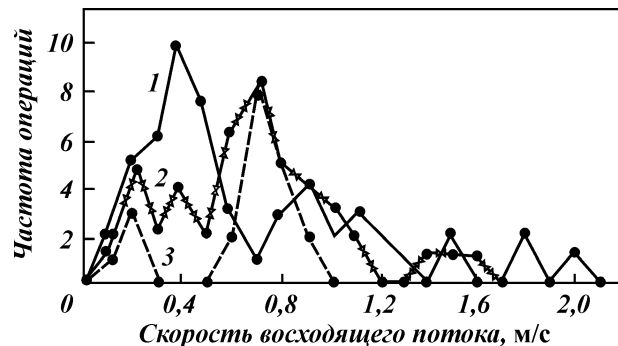
На рис. 8.10 представлен полигон распределения частоты успешных и неудачных операций в зависимости от скорости восходящего потока по данным о проведении 100 операций.

При анализе неудачных операций были исключены случаи с короткими сроками ОЗЦ (ДК = –11,52) и случаи неправильного определения объемов продажной жидкости (ДК = –13,18).

С помощью критерия согласия Пирсона установлено, что различия в распределении успешных и неудачных операций с вероятностью более 0,99 закономерны. Этот же ответ был получен при исследовании по t -критерию Стьюдента [259].

Кроме того, были проведены исследования в целях установления соот-

Рис. 8.10. Распределение частоты операций в зависимости от скорости восходящего потока:
1 – успешные операции; 2 – все неудачные операции; 3 – неудачные операции после отсеивания случаев с короткими сроками ОЗЦ (менее 2 сут) и случаев неправильного определения объема продажной жидкости ($X_{12} \leq 3\%$)



ветствия фактических распределений нормальному закону распределения случайных величин. С помощью критерия Пирсона установлено, что фактические распределения успешных и неудачных операций соответствуют нормальному закону.

Из анализа следует, что зависимость исхода работ по установке цементного моста от скорости восходящего потока вполне закономерна и должна соответствующим образом учитываться. Скорость потока в кольцевом пространстве в интервале установки цементного моста должна быть в пределах 0,4–0,6 м/с либо превышать 1,0 м/с. При этом рекомендуемая скорость должна поддерживаться в течение всего периода продавливания цементного раствора в скважину.

8.6.3. РАЗРУШЕНИЕ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН ПРИ ПОПЕРЕЧНОМ РАСХАЖИВАНИИ КОЛОННЫ ТРУБ

Как указывалось выше, застойные зоны тиксотропной жидкости в кольцевом пространстве скважины создаются, во-первых, при недостаточно точном центрировании колонны труб. Второе условие для возникновения застойных зон – неизменность положения вектора эксцентricности в поперечном сечении скважины. При изменении направления вектора эксцентricности соответствующим образом изменяется местоположение застойных зон и потока, вследствие чего поток распространяется на застойные зоны. При этом ликвидация застойных зон достигается без повышения давления.

Анализ показывает, что при эксцентricном положении колонны в скважине циркуляция восстанавливается при значительно меньших давлениях.

Так, для кольцевого пространства с $\bar{r} = 0,9$ (диаметр труб – 168 мм, диаметр скважины – 190 мм), давления уменьшаются в 1,73 раза. Снижение гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве особенно важно при проведении работ в наиболее опасных с точки зрения возникновения поглощения условиях.

Изменение вектора эксцентricности достигается при поперечных перемещениях колонны труб в скважине, что приводит также к более интенсивному разрушению структуры раствора и дальнейшему уменьшению потерь давления в кольцевом пространстве.

Поперечное расхаживание может быть осуществлено путем применения эксцентриксов, располагаемых на колонне в интервале установки цементного моста, с одновременным вращением колонны, а также при расхаживании колонны с разгрузкой на забой.

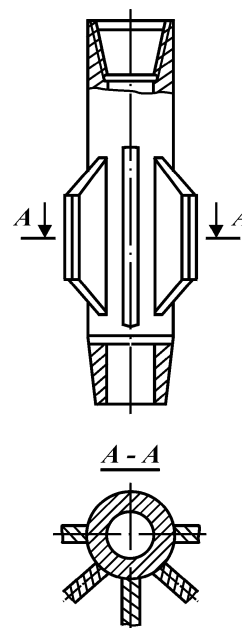
При вращении колонны с эксцентриксами трубы, опираясь на них, перемещаются в поперечном сечении скважины, что обуславливает разрушение застойных зон. Расчеты показывают, что при использовании эксцентриксов буровой раствор полностью вытесняется из кольцевого пространства скважины значительно большего диаметра, чем при применении центриатора (табл. 8.21), даже при наличии больших каверн. В случае одновременного вращения и расхаживания колонны в осевом направлении загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама разрушаются в результате непосредственного воздействия на них эксцентриксов.

Для применения данного способа цементирования в 6. ВНИИКРнефти разработаны бурильные эксцентрики типа ЭБ (рис. 8.11).

Рис. 8.11. Эксцентрик для поперечного расхаживания колонны

Бурильные эксцентрики (табл. 8.22) для скважин диаметрами 214, 243, 269 и 295 мм выполнены в виде ряда радиальных ребер, жестко соединенных с корпусом и образующих в поперечном сечении своими периферийными гранями прерывистую окружность, эксцентричную по отношению к корпусу. Подобрано такое число ребер, чтобы в контакте с породой находилось не менее двух из них, а нагрузка на стенки скважины не превышала 1 МПа даже при угле наклона ствола 30°. При такой конструкции эксцентрика достигается минимальное перекрытие ствола скважины, обеспечивается плавное скольжение этого устройства и предотвращаются провалы колонны в желоб.

Для расхаживания и вращения колонн диаметрами 114–168 мм разработана цементирующая головка ГЦУ-ЗН-197-300, устанавливаемая между ведущей трубой и вертлюгом. Головка позволяет проводить цементирование с двумя разделительными пробками. В каждой секции головки имеются отвод с краном для подсоединения цементирующих агрегатов и винтовой стопор для фиксации разделительной пробки. В случае цементирования с одной пробкой или вообще без пробки используют одну секцию головки вместе с обратным клапаном, который необходим для предупреждения аварийных ситуаций на скважине в случае разрыва бурового шланга.



í ± · î Ë ^ ± 8.21

Номинальный диаметр, мм				Диаметр каверн, при котором не образуются застойные зоны, мм, в случае применения	
скважины	колонны	центратора	эксцентрика	центратора	эксцентрика
214	114	214	204	265	370
214	140	214	204	242	264
243	114	243	233	316	520
243	140	243	233	280	379
269	114	269	259	380	760
269	140	269	259	320	500
295	114	295	285	455	920
295	140	295	285	390	636

í ± · î Ë ^ ± 8.22

Бурильные эксцентрики

Шифр эксцентрика	Техническая характеристика					
	Число ребер	Диаметр эксцентрика, мм	Диаметр корпуса, мм	Высота, мм	Масса, кг	Эксцентриситет, мм
ЭБ-3-178-214	3	204	178	750	108	26
ЭБ-5-178-243	5	233	178	750	111	55
ЭБ-5-178-269	5	259	178	750	119	81
ЭБ-5-178-295	5	285	178	750	123	107

Эффективность применения эксцентриков оценивали по результатам промысловых исследований, проводившихся при установке цементных мостов и подготовке скважин к спуску обсадных колонн.

При установке моста два-три эксцентрика соответствующего диаметра располагали в нижней части заливочной колонны на расстоянии 40–50 м друг от друга. Во время операций по промывке скважины и установке моста, проводившихся через буровой стояк, шланг, вертлюг и ведущую трубу, колонну расхаживали на длину ведущей трубы (10–14 м) с вращением при ходе вниз с частотой 20–60 об/мин. При установке эксцентриков в интервале залегания кавернозных пород отмечался вынос из скважины загустевших масс глинистого раствора и шлама.

С применением эксцентриков глубин 2400–4400 м установлено десять цементных мостов, из них пять – для забуривания нового ствола, два – для разгрузки испытателей пластов и три – изоляционных. Все операции прошли успешно.

При подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн [224] на УБТ устанавливали для эксцентрика через 25–40 м друг от друга. С ними прорабатывали интервалы кавернообразования при скорости подачи колонны 7–10 см/с и интенсивности ее вращения 60–90 об/мин. После работы с эксцентриками наблюдался более интенсивный вынос загустевших масс глинистого раствора и шлама.

Кроме того, в трех случаях была замерена продолжительность цикла промывки до и после работы с эксцентриками. Продолжительность цикла определяли по времени выхода из скважины полосок целлофана или киноплёнки (15–20 шт.). Установлено, что в зависимости от длины интервала проработки с применением эксцентриков и величины каверн продолжительность цикла промывки после работы с эксцентриками увеличивалась до 20 %, что свидетельствовало о соответствующем увеличении объема циркулирующего раствора, так как производительность насосов была постоянной.

С применением эксцентриков для спуска колонны в сложных геологических условиях подготовлено шесть скважин. Во всех шести случаях спуск колонн и их цементирование прошли без осложнений. Отмечено хорошее качество цементирования, в том числе и в кавернозных участках стволов.

8.6.4. УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В КАВЕРНОЗНОМ УЧАСТКЕ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Для операций по установке цементных мостов в кавернозной части ствола скважины характерна крайне низкая успешность. В большинстве случаев успех достигается только в результате проведения нескольких операций, в процессе которых, по-видимому, буровой раствор последовательно вытесняется из каверн.

Основная причина низкой успешности работы по установке цементных мостов в кавернозной части ствола – наличие в ней загустевших масс бурового раствора и шлама, статические напряжения сдвига которых могут быть на три-четыре порядка больше нормальных значений. Естественно, что за счет касательных напряжений на границе потока застойные зоны в кавернах

Обобщенные сведения об эффективности применения эксцентриков

Номер скважины и площадь	Номинальный диаметр скважины, мм	Глубина скважины, м	Интервал установки цементного моста, м		Число эксцентрик	Расстояние между эксцентриками, м	Показатели бурового раствора		Объем тампонажного раствора, м³	Плотность тампонажного раствора, кг/м³	Объем скважины, м³	
			расчетный	фактический			Плотность, кг/м³	Условная вязкость, с			до применения эксцентрик	после применения эксцентрик
570 Верхне-Калужская	214	2815	2400–2230	2400–2234	3*	52	1440	60	12,7	1890	Нет сведений	
5 Бжедуховская	214	3750	3750–3680	3750–3645	3*	48	1240	80	4,2	1850	То же	
2 Кошехабльская	346	3317	2431–2300	2431–2335	3**	37	1280	60	20,2	1780	“	
2 Кузнецовская	346	3008	2835–2680	2835–2730	3**	25	1260	50	33,0	1920	164	80
1 Безводная	346	1570	1270–1170	1270–1193	3**	37	1300	65	25,0	1900	Нет	сведений
9 Ставропольская	324	923	923–391	923–391	2**	25	1320	40	86,7	1760	128	132
5 Бжедуховская	214	3750	3500–3390	3500–3405	3*	48	1240	80	8,1	2050	Нет	сведений
2 Кошехабльская	346	3317	700–550	700–585	3**	12	1260	50	25,0	1860	То же	
1 Казачья	243	3520	3520–3360	3520–3315	3***	50	1450	65	10,8	1850	162	165
* Типа ЭБ-3-178-214. ** Типа ЭБ-5-178-295. *** Типа ЭБ-3-178-243.												

разрушиться не могут. Для этого необходимо радиальное истечение жидкости через боковые отверстия в колонне (гидромониторный эффект) либо механико-гидравлическое воздействие, возникающее при работе эксцентриков, промышленные испытания которых при установке цементных мостов и подготовке скважины к спуску обсадных колонн показали их достаточно высокую эффективность. В частности, в скв. 2 Кошехабльская диаметр каверн достигал 500–550 мм, тем не менее цементный мост для забурирования нового ствола был установлен с первой попытки.

Решение вопроса повышения качества цементных мостов в кавернозном стволе зависит от эффективности очистки ствола от выбуренной породы при наличии застойных зон в кавернах, так как цементный камень будет окружен буровым раствором, т.е. жидкостью, и не обеспечится его контакт с породой.

Для широкой проверки эффективности работы эксцентриков было проведено изучение на скважинах Ахтырского и Майкопского управлений буровых работ Краснодарнефтегаза. Результаты оценивались путем замера объемов циркулирующей жидкости и по кавернограммам. Объем жидкости определялся по результатам измерения времени прохождения реперных целлофановых полосок при закачке жидкости в скважину с постоянной подачей насосов [358].

Обобщенные сведения об эффективности применения эксцентриков с целью очистки кавернозной части ствола в случае установки цементного моста приведены в табл. 8.23.

О высокой эффективности этой технологии установки мостов свидетельствует тот факт, что из скв. 570 Восточно-Калужская, например, при промывке на глубине 2230 м (кровля моста) в течение 15 мин выносились в больших количествах коагулированный буровой раствор и шлам, заполнявшие кавернозную часть ствола в интервале цементирования. При проверке мост был обнаружен на глубине 2240 м, хотя тампонажного раствора было закачено на 4 м³ больше, чем требовалось по расчету. Мост оказался прочным (выдержал при испытании нагрузку 400 кН).

Высокое качество проведения работ с применением эксцентриков подтверждено в процессе забурирования второго ствола скв. 2 Кошехабльская, где мост был установлен в интервале 2431–2300 м. Во время промывки при срезке кровли моста отмечался вынос большого количества коагулированного бурового раствора и шлама. При отборе шлама наблюдалось чередование частиц цементного камня и горной породы. Это явление объясняется особенностями изменения диаметра скважины в интервале резки второго ствола и достаточным заполнением каверн тампонажным раствором. Скорость восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве достигала 1,0–1,5 м/с. Во время промывки был отмечен выход больших масс коагулированного бурового раствора. Во всех случаях мосты были установлены с первой попытки и при испытании выдержали нагрузку 400–700 кН. Забуривание второго ствола также проходило успешно.

8.6.5. ФОРМИРОВАНИЕ БАРИТОВЫХ ПРОБОК В СКВАЖИНЕ

Практика установки цементных мостов в условиях проявлений и частичных поглощений выдвигает необходимость создания в скважине баритовых пробок в целях перекрытия объекта возникновения осложнения, сохра-

нения контроля за стволом скважины и установки цементных мостов по всему стволу скважины. На практике известны случаи, когда создание баритовой пробки, не уравнивая гидростатическим давлением пластов, предотвращало развитие проявлений. Однако известны и другие случаи, когда ликвидировать проявление за 1 раз не удавалось, и баритовую пробку приходилось устанавливать несколько раз, увеличивая ее высоту.

Р. Доусон и В. Моррисон [427] указывают на некоторые особенности использования баритовых пробок:

1) осаждение барита происходит довольно медленно (0,3–1,0 м/ч), и влияние его почти во всех случаях, связанных с восстановлением равновесия давления в системе скважина – пласт, незначительно;

2) для обеспечения осаждения барита рекомендуется в качестве дифлоккулянта использовать лигносульфонат при его дозировке в пределах 1,4–4,3 кг/м³;

3) плотность баритовой суспензии может находиться в пределах 1,68–2,64 г/см³;

4) для установки баритовых пробок внутри колонн обсадных или буровых труб рекомендуется использовать более легкие взвеси плотностью 1,68–1,92 г/см³.

Баритовые пробки в закрытом стволе скважины могут образовываться только путем осаждения частиц барита, а в открытом стволе – также посредством обезвоживания баритовой суспензии.

В целях установления скорости выпадения баритовой массы в суспензиях различной плотности были проведены лабораторные исследования с модифицированным баритовым утяжелителем плотностью 4,33 г/см³. Для этого готовили водные баритовые суспензии плотностью 1,35–2,66 г/см³, наливали их в градуированный стеклянный цилиндр диаметром 60 мм, фиксировали время и количество осевшего барита. Это позволило сравнить скорость оседания баритовой массы.

На рис. 8.12 приведена зависимость плотности баритовой суспензии ρ от количества модифицированного баритового утяжелителя в 1 м³ воды (его концентрации C).

На рис. 8.13 дано соотношение требуемых количеств воды и модифицированного барита для получения баритовой суспензии необходимой плотности.

Последующие исследования формирования баритовых пробок проводили на модели, имитирующей скважину. Внутренний диаметр трубки, в которой устанавливались баритовые пробки, составлял 25 мм. Трубка, через которую заливали баритовую суспензию, имела наружный и внутренний диаметр соответственно 12,5 и 10,5 мм. Формирование пробок изучалось в определенной последовательности.

Приготавливали суспензию необходимой плотности, заливали ее через трубку, которую затем извлекали. По шкале на градуированной основной трубке определяли объем суспензии и фиксировали время начала отсчета формирования пробки.

Исследования, проведенные с баритовыми суспензиями, аналогичными использованным в опытах со стеклянными цилиндрами, показали, что формирование баритовых пробок идет медленнее, чем в стеклянном цилиндре большого диаметра. Так, пробка из суспензии плотностью 2,05 г/см³ формируется в стеклянном цилиндре диаметром 50 мм за 10 мин, а в установке с трубкой диаметром 25 мм – за 3 ч. Из этого следует, что диаметр трубки оказывает большое влияние на осаждение барита.

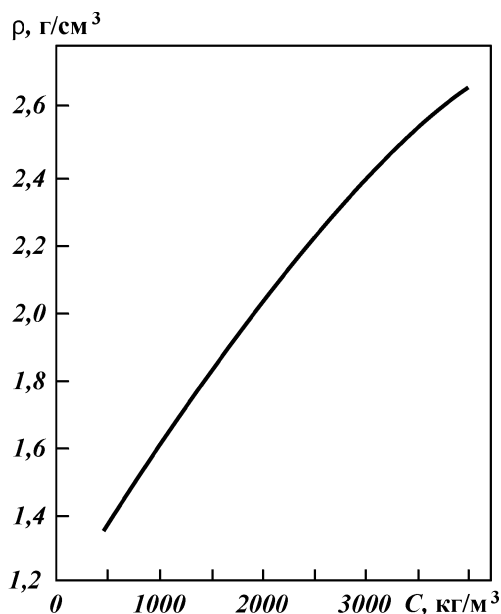
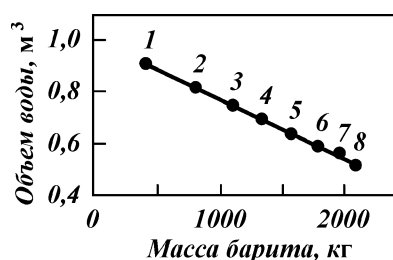


Рис. 8.12. Зависимость плотности баритовой суспензии от концентрации барита в воде

Рис. 8.13. Содержание барита и воды в 1 м³ баритовой суспензии при различной плотности, г/см³:
1 – 1,35; 2 – 1,63; 3 – 1,86; 4 – 2,05; 5 – 2,24; 6 – 2,41; 7 – 2,55; 8 – 2,66



В целях ускорения осаждения барита в жидкость затворения (воду) вводили ТПФН из расчета его в барите 0,075 % (по массовой доле). Формирование баритовой пробки значительно ускорилось.

Добавка ТПФН в баритовой суспензии выполняет следующие основные функции: усиливает диспергирование баритового утяжелителя и повышает плотность слоя его частиц при осаждении; гидрофилизует частицы барита и как следствие ускоряет их осаждение, пластифицирует баритовую суспензию.

Лабораторные исследования по формированию пробок были проведены с добавлением триполифосфата натрия до массовой доли в барите 0,075 и 0,1 % (табл. 8.24).

Из данных табл. 8.24 следует, что добавление ТПФН в указанных количествах ускоряет выпадение частиц барита в осадок. Формирование баритовой пробки идет быстрее и стабильнее при введении ТПФН до массовой доли в модифицированном баритовом утяжелителе 0,1 %.

Выполнение работ обуславливает необходимость быстрого определения требуемого количества материалов для создания пробок. Исходя из усло-

Таблица 8.24

Осаждение барита в суспензии при введении ТПФН

Плотность баритовой суспензии, кг/м³	Содержание ТПФН, %	Объемное отношение баритовой пробки и суспензии, %, через		
		0,25 ч	0,5 ч	1 ч
1630	0,075	30	31	32
	0,1	32	37	38
2050	0,075	46	49	50
	0,1	50	58	60
2410	0,075	54	63	71
	0,1	55	66	74

Таблица 8.25

Объем баритовой пробки из 1 м³ суспензии

Плотность баритовой суспензии, г/см ³	Количество барита в 1 м ³ суспензии, кг	Объем баритовой пробки, получаемой из 1 м ³ суспензии, м ³
1,63	820	0,32
1,86	1120	0,44
2,05	1360	0,53
2,24	1600	0,63
2,41	1808	0,71
2,55	1984	0,76
2,66	2130	0,83

вия, что насыпная масса модифицированного барита составляет 2,56 г/см³, составили табл. 8.25, где приведены данные об объеме баритовой пробки, которая может быть получена из 1 м³ баритовой суспензии различной плотности.

Данные табл. 8.25 проверены экспериментально. Погрешность между замеренными и расчетными значениями не превышает 7,6 %.

Целью исследований являлось получение рецептуры баритовых суспензий с добавками ТПФН применительно к операциям как в открытом, так и в обсаженном стволе. При выполнении работ в обсаженном стволе баритовая пробка будет формироваться только за счет выпадения частиц и последующего их уплотнения. Для этих условий целесообразно использовать суспензии плотностью 1,83–2,05 г/см³. В открытом стволе скважины, где формирование баритовой пробки ускоряется за счет отфильтровывания воды из суспензии в породы, рекомендуют установку баритовых пробок из суспензий плотностью 2,41–2,66 г/см³ [358].

8.6.6. ОПЫТ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ ПРЕДПРИЯТИЯ “КУБАНЬГАЗПРОМ” С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТУРБУЛИЗАТОРА

Установка цементных мостов в глубоких скважинах часто оказывается неудачной, также в случае использования эксцентриков. Одна из причин – низкая скорость (меньше 1 м/с) восходящего потока цементного раствора. Так как повысить скорость восходящего потока при закачке цементного раствора не всегда возможно, то применяют иные вспомогательные средства, позволяющие успешнее проводить установку мостов на больших глубинах. Одним из них является турбулизатор входящего в кольцевое пространство потока жидкости.

В Армавирском УБР в 1971 г. его использование при установке в глубоких скважинах позволило увеличить коэффициент вытеснения и уменьшить степень смешения жидкостей. На рис. 8.14 изображен турбулизатор, представляющий собой специальный переводник с присоединительной резьбой и заглушенным концом, имеющий четыре отверстия диаметром 20 мм.

Технологией проведения операции на скв. 1 Северо-Казанской площади, скв. 2 и 3 Казанской площади предусматривалась промывка ствола через турбулизатор с одновременным вращением колонны труб с частотой

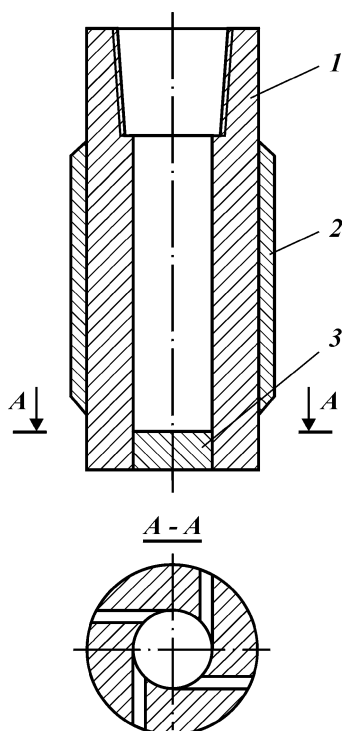


Рис. 8.14. Турбулизатор:
1 – корпус; 2 – стабилизатор; 3 – заглушка

60 об/мин и подачей ее со скоростью 30 м/ч в интервале установки моста. Продолжительность промывки определялась двумя циклами.

Затворяемый шлакоцементный раствор закачивали для перемешивания в специальный передвижной мерник, оборудованный гидромешалкой. При установке мостов в качестве буферной жидкости использовалась вода с ССБ. Цементный раствор закачивали через бурильные трубы, оснащенные сверху ведущей трубой с вертлюгом. При выходе первой порции буферной жидкости из колонны труб последнюю начинали вращать с частотой 100–120 об/мин и продолжали вращение до окончания продавливания цементного раствора. Несмотря на низкие скорости восходящего потока цементного раствора, все мосты выдержали испытание на прочность разгрузкой бурильных труб. Широкий опыт применения турбулизаторов при ремонте скважин предприятия “Кубаньгазпром” позволяет использовать их повсеместно.

8.7. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ И ПРИХВАТА КОЛОННЫ ТРУБ

Промысловые данные свидетельствуют, что прихват колонны труб – распространенная пока и наиболее тяжелая по своим последствиям авария. Так, ликвидация прихвата труб в скв. 27 Александровка Саратовнефтегаза продолжалась почти год, в скв. 212 Октябрьской Грознефти – 249 сут.

Основные причины прихватов следующие:

применение цементных растворов с более короткими сроками схватывания и загустевания, чем это требуется;

образование труднопрокачиваемых смесей с короткими сроками загустевания;

подъем цементного раствора намного больше расчетного уровня вследствие образования застойных зон и смешения раствора с находящимся с ним в контакте жидкостями;

образование при промывке застойных зон цементного раствора над интервалом установки моста.

Первые две причины были рассмотрены ранее. Ниже рассмотрены две другие.

В скв. № 1 Чебурголь Краснодарнефтегаза при установке цементного моста на глубине 5030 м без применения буферной жидкости колонна труб была прихвачена после подъема этой колонны почти на 250 м выше расчетного уровня подъема цементного раствора.

Экспериментальные исследования по смешению цементного раствора с глинистым и водой, проведенные непосредственно в скважинах (см. рис. 8.1 и 8.2), показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую высоту подъема цементного раствора и зоны смешения в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон можно оценивать по формуле

$$H_{\text{оі}} = H_{\text{і}} + \frac{C_2 V_{\text{і}} + V_{\text{оі}}}{S_{\text{і}}}, \quad (8.29)$$

где $H_{\text{м}}$ – высота цементного моста; C_2 – соответствующий коэффициент из табл. 8.9; $V_{\text{т}}$ – внутренний объем заливочной колонны; $V_{\text{см}}$ – объем зоны смешения; $S_{\text{к}}$ – площадь кольцевого сечения скважины.

При контакте цементного раствора с буровым $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$, при контакте с водой значения этих коэффициентов уменьшаются соответственно до 0,01–0,02 и 0,03.

Расчеты показывают, что при установке цементного моста в скв. 1 Чебурголь протяженность зоны смешения без учета высоты моста и образования застойных зон могла составлять 450 м и более. Применение в качестве буферной жидкости воды уменьшило бы протяженность этой зоны до 70 м, что предупредило бы прихват колонны.

Рассчитывать объем буферной жидкости (воды), исходя из условия полного разделения цементного и бурового растворов, можно по формулам:

первая порция

$$V_{61} = C_4 V_{\text{т}} + C_5 H_{\text{м}} S_{\text{с}}; \quad (8.30)$$

вторая порция

$$V_{62} = C_4 V_{\text{п}}, \quad (8.31)$$

где C_4 и C_5 – соответствующие коэффициенты из табл. 8.9.

В скв. 27 Александровка мост устанавливали в интервале 2609–2550 м. После подъема колонны на глубину 2550 м путем обратной промывки срезали мост, при этом была вымыта часть цементного раствора. Однако при попытке подъема колонны труб было установлено, что они прихвачены в застойных зонах цементного раствора.

Основными мерами предупреждения прихвата колонны труб при установке цементных мостов являются:

учет при подборе рецептуры цементного раствора сроков схватывания и загустевания смеси цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью, а также учет протяженности зоны смешения;

применение разделительных пробок и буферных жидкостей, в частности воды;

расхаживание колонны труб при срезке моста и оборудование ее центратора.

8.8. ВЛИЯНИЕ КОНТРАКЦИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА И ПОРШНЕВОГО ЭФФЕКТА, ВОЗНИКАЮЩЕГО ПРИ ПОДЪЕМЕ ТРУБ, НА КАЧЕСТВО МОСТОВ

При установке цементных мостов в целях изоляции газоносных пластов, характеризующихся низкой проницаемостью и аномально высоким пластовым давлением (АВПД), применение цементных и шлаковых растворов на водной основе не обеспечивает создания газонепроницаемого экрана, и поступление газа в скважину продолжается после установки даже нескольких мостов, высокопрочных и не проницаемых для воды (например, скв. 7 Темиргоевская и скв. 610 Новодмитриевская Краснодарнефтегаза).

Исследования, проведенные в скв. 3 Суздальская, показали, что после установки цементного моста вследствие контракции давление под мостом значительно снижается, в результате чего происходит подсос в скважину газа и, как следствие, в твердеющем цементе образуются сквозные газопроводящие каналы (В.Х. Дулаев).

Газопроявления удается предупредить при использовании цементного раствора, содержащего 10–15 % (по массовой доле) гипана 10%-ной концентрации. Готовят гипано-цементный раствор в два этапа. Сначала на воде по стандартной технологии затворяют портландцемент (или ШПЦС, УЩЦ, ТСЦ – термосолестойкий цемент, в зависимости от температурных условий), а затем полученный цементный раствор в осреднительной емкости смешивают с гипаном. Однако низкая прочность образующегося цементного камня (менее 0,5 МПа) не позволяет создать мост, выдерживающий большие нагрузки и перепады давления. В этих случаях необходима установка второго моста из стандартных цементов.

Газоотсекающий экран может быть создан путем установки пакера механического действия, над которым также устанавливают цементный мост (скв. 8 Темиргоевская, скв. 10 Лабинская, скв. 3 Суздальская).

При установке цементных мостов, предназначенных для изоляции водоносных пластов с АВПД, причиной неудачного исхода работ может быть поршневой эффект и, как следствие, подсос в скважину пластовой воды и разбавление ею цементного раствора. Это происходит при подъеме труб из интервала цементирования в случаях использования бурового раствора с высокими вязкостью и напряжением сдвига или образования труднопрокачиваемых смесей.

Так, при установке цементного моста в скв. 10 Краснокутская Саратовнефтегаза при изоляции на глубине 4800 м водоносного пласта с коэффициентом аномальности давления 1,8 вязкость и напряжение сдвига бурового раствора были несоизмеримо большими. За 3 мес 1977–78 гг. было проведено восемь безрезультатных операций по установке моста. Во всех случаях при подъеме насосно-компрессорных труб из интервала цементирования возникал “сифон”, а уровень раствора в затрубном пространстве оставался неизменным. При промывках после периода ОЗЦ из призабойной зоны вымывалась порция пластовой воды.

Подобные осложнения предупреждают следующим образом:

снижением показателей реологических свойств бурового раствора с тем,

чтобы вязкость его была не более 60–70 с, а статическое напряжение сдвига (СНС) через 1 и 10 мин – не более 3,0–5,0 Па;
 уменьшением скорости подъема колонны до 5–10 см/с;
 применением легко отсоединяемого хвостовика.

•

8.9. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

Мост в скважинах устанавливают по одной из трех схем [358]:

- 1) мост из твердеющего состава, не ограниченный ни сверху, ни снизу уплотнениями;
- 2) мост из твердеющего состава, залитого на предварительно созданное уплотнение;
- 3) уплотнение без твердеющего состава.

Для реализации разработаны цементировочное оборудование и оснастка заливочной колонны. Анализ оборудования, применяемого в настоящее время при установке мостов, показал, что для сложных условий наиболее приемлемыми могут быть только некоторые устройства (табл. 8.26).

Таблица 8.26

Оборудование для установки цементных мостов [206]

Оборудование для установки мостов	Наиболее приемлемое	Преимущества	Недостатки	Необходимые разработки
Скважинные устройства	УКЗЦ	Исключение перемешивания тампонажного раствора при прокачивании по колонне буровых труб	Контроль за срабатыванием (срезом шпильки) неэффективен на большой глубине	Более эффективные устройства
Оснастка заливочной колонны	Буровые эксцентрики	Эффективное удаление шлама из кавернозной части	Необходимо вращение колонны	Устройства для вращения колонны
Изолирующие пробки [209]	Стреляющий тампонажный снаряд	Перекрытие ствола при поглощениях и газопроявлениях	Невозможна установка в кавернозном стволе	Более эффективное устройство
Пакеры	Разбурываемый пакер ПРГМ	То же	Неприменим в кавернозном стволе и при высокой температуре	Пакер для кавернозного ствола и высокотемпературных условий
Цементировочная головка	Цементировочная головка	Отсутствие выступающих узлов	Невозможно использование двух разделительных пробок	Конструкции, позволяющие использовать несколько пробок
Разделительные пробки	Эластичная сферическая цементировочная пробка	Способность прохождения по колонне с различным сечением	Требуются специальные посадочные устройства	Специальные посадочные устройства
Устройства для разделительной доставки компонентов смеси	Тампонажное устройство	Разделительная доставка компонентов в скважину	Существует только конструкторская разработка	—

Из скважинного оборудования достаточно эффективным является устройство для контроля при забойном цементировании (УКЗЦ), разработанное в УкрНИИПНД. Устройство (рис. 8.15) состоит из корпуса 1, посадочной плиты 2, сменных шпилек 3, направляющей пробки 4 и двух резиновых, наполненных жидкостью, разделителей 5.

Последовательность технологических операций при установке цементных мостов с помощью УКЗЦ показан на рис. 8.16.

Устройство в собранном виде (без шаровых разделителей) спускают до нижней отметки интервала установки цементного моста, затем на заливочную колонну устанавливают цементирующую головку, в которой размещают два шаровых разделителя. После промывки скважины и закачки буферной жидкости освобождают первый шаровой разделитель, закачивают расчетное количество тампонажного раствора, затем освобождают второй шаровой разделитель и начинают продавливание. До посадки первого шарового разделителя на опорную плиту (8.16, I) буровой раствор свободно выходит из заливочных труб 1 в скважину через радиальные отверстия 2 и вертикальные отверстия 3 в опорной плите 4, а после посадки этого разделителя (в пери-

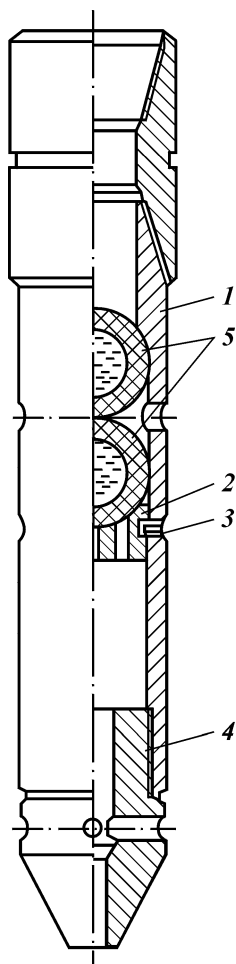
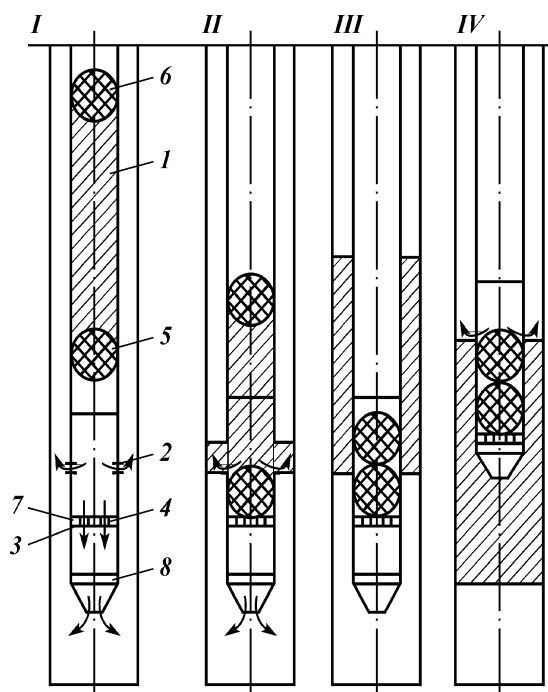


Рис. 8.15. Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции УкрНИИПНД

Рис. 8.16. Последовательность технологических операций при установке мостов с помощью устройства УКЗЦ:

I – закачка тампонажного раствора; II – продавливание тампонажного раствора в кольцевое пространство; III – окончание продавливания раствора; IV – срезка кровли моста; 1 – заливочная труба; 2, 3 – радиальное и вертикальное отверстия; 4 – опорная плита; 5, 6 – шаровые разделители; 7 – стопорная шпилька; 8 – башмак



од продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство) через радиальные отверстия 2 уже выходит тампонажный раствор (см. 8.16, II). Последние 1–2 м³ продавочной жидкости закачивают на пониженной скорости одним ЦА, благодаря чему на поверхности четко фиксируется момент схождения шаровых разделителей 5 и 6 (рис. 8.16, III). После подъема УКЗЦ до верхней отметки интервала установки цементного моста в колонне заливочных труб создается обычное давление, в результате чего происходит срез стопорных шпилек 7, опорная плита с двумя шаровыми разделителями опускается до упора в торец направляющего башмака 8 (рис. 8.16, IV), радиальные отверстия 2 открываются и через них осуществляется прямая или обратная промывка при срезке кровли моста.

Анализ этих операций показывает, что эффективность работы устройства зависит от надежности фиксации момента схождения пробок и среза шпилек 7. Как показывает практика, при установке цементного моста на большой глубине обеспечить нормальную работу УКЗЦ не всегда удается. Следовательно, надежность контроля за процессом в скважине на большой глубине снижается. Другим недостатком технологии установки цементных мостов следует считать необходимость подъема колонны заливочных труб перед срезкой кровли моста. В этом случае отмечается эффект поршневания, что неизбежно приводит к перемешиванию внутрискважинной жидкости с тампонажным материалом. Так как для установки моста используют небольшое количество тампонажного раствора, то перемешивание может существенно повлиять на успешность операции. Применение УКЗЦ не может обеспечить установку мостов при газоводопроявлении, так как тампонажный материал не защищен от контакта с выделяющимися из пласта газом или водой. Это устройство не может также гарантировать качество разделительного моста в кавернозной части ствола вследствие того, что при его использовании не предусмотрено эффективное вытеснение шлама и бурового раствора из каверн, что является обязательным условием для обеспечения герметичности и прочности моста.

Аналогичное устройство для контролируемой установки цементных мостов разработано в АзНИПИнефти (рис. 8.17). Оно состоит из неподвижной и подвижной частей. Неподвижная часть представляет собой корпус 2, на верхней части которого выполнена замковая резьба, а на нижнюю часть навинчивается направляющая пробка 7. Подвижная часть состоит из упругого седла 3 и стакана 6 с уплотнительным кольцом 5. Подвижная часть удерживается в корпусе с помощью двух штифтов 4. Кольцевое пространство между корпусом и направляющей пробкой представляет собой гидравлический амортизатор, заполняемый консистентной смесью.

Устройство спускают в скважину на колонне бурильных труб до нижней отметки устанавливаемого цементного моста. После окончания закачивания тампонажного раствора проталкивают разделительную пробку 1 из цементировочной головки в бурильные трубы и продавливают тампонажный раствор до получения сигнала “стоп” в момент посадки пробки 1 на упругое седло 3 устройства. Затем поднимают УКЗЦ до верхней отметки цементного моста и закачивают продавочную жидкость в бурильные трубы. При повышении давления штифты 4 срезаются и подвижная часть устройства вместе с пробкой 1 и упругим седлом 3 перемещается в крайнее нижнее положение, выдавливая при этом жидкость из гидравлического амортизатора. Переход упругого седла в расширенную часть корпуса сопровождается его расширением, и пробка проталкивается в скважину, открывая цент-

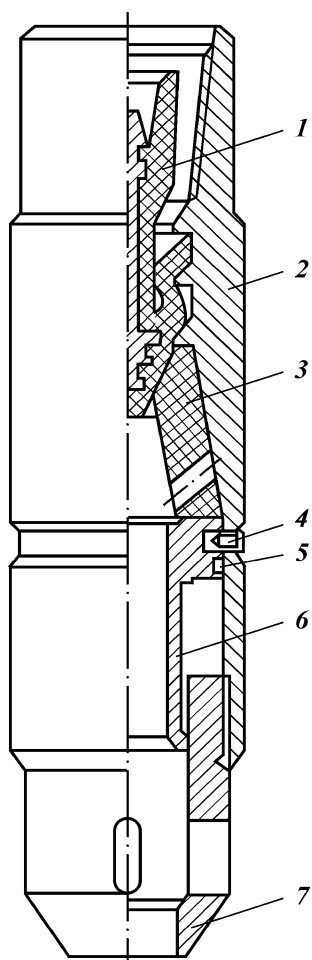


Рис. 8.17. Устройство для контролируемой установки цементных мостов конструкции АзНИПИнефти

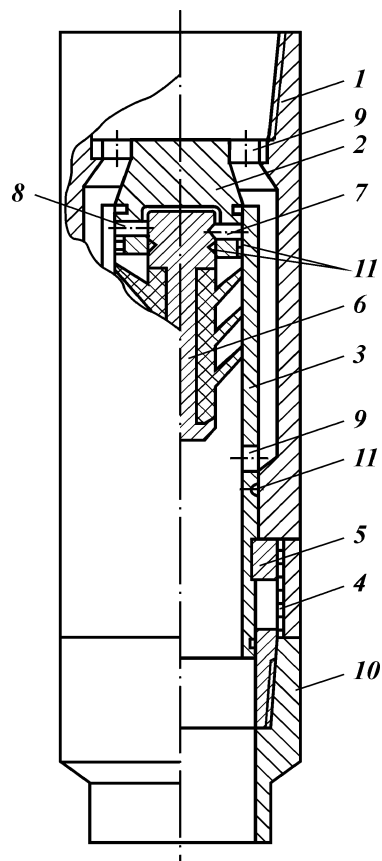


Рис. 8.18. Цементирующая головка б. ВНИИКРнефти

ральный канал для промывки, что фиксируется по резкому снижению давления.

Технология установки мостов с применением УКЗЦ конструкции АзНИПИнефти обладает теми же недостатками, что и с использованием предыдущего устройства.

Из устройств, обеспечивающих прохождение в заливочную колонну продавочных и разделительных пробок, как наиболее совершенное можно назвать цементирующую головку б. ВНИИКРнефти (рис. 8.18).

Она состоит из корпуса 1, переключающего механизма, в который входят колокол 2, цилиндр 3, поворотная втулка 4 с внутренней резьбой, и размещенных в пазах цилиндра 3 сухарей 5, имеющих ответную резьбу. Во внутренней полости цилиндра 3 установлена цементирующая пробка 6, зафиксированная стопором 7 в полости колокола 2. Стопор 7, удерживающий

пробку 6, фиксируется от сетевого перемещения цилиндром 3 в положении, при котором перекрыты радиальные отверстия 8, выполненные в колоколе. В цилиндре и колоколе выполнены циркуляционные отверстия 9. Переводник 10 служит для соединения головки с обсадной колонной. Уплотнительные элементы 11 служат для герметизации головки.

Цементирующая головка работает следующим образом. В положении, показанном на рис. 8.18, она устанавливается на верхнюю трубу заливочной колонны. На головку навинчивается ведущая труба, и в дальнейшем промывку и цементирование проводят через стояк, буровой шланг и вертлюг. При промывке скважины и во время закачивания тампонажного раствора циркуляция осуществляется через циркуляционные отверстия 9 в цилиндре и колоколе. После закачки тампонажного раствора продавливают цементирующую пробку. Для этого вращают втулку 4, что приводит к перемещению сухарей 5 и цилиндра 3, жестко связанного с сухарями. Изменение положения цилиндра 3 приводит к перекрытию циркуляционных отверстий 9, открытие радиальных отверстий 8 и освобождению стопора 7. Под действием давления пробка 6 смещает стопор 7 в осевом направлении и начинает движение по колонне. В дальнейшем тампонажный раствор продавливается через отверстия в колоколе – циркуляционные 9 и радиальные 8. Во время закачивания и продавливания раствора расходятся заливочная колонна, что улучшает вытеснение бурового раствора и повышает качество работ.

Важную роль в технологии доставки тампонажного материала к месту установки моста играют разделительные пробки. Следует выделить две конструкции пробок, которые могут быть использованы в устройствах для установки мостов в сложных условиях.

В 6. ВНИИКРнефти разработан комплекс разделительных пробок – КРП, который прошел предварительные испытания и рекомендован к серийному производству (рис. 8.19). Конструктивно пробка состоит из легко разрушаемого корпуса 1, резиновых эластичных манжет 2, собранных на корпусе без гуммирования. Нижняя разделительная пробка оборудуется мембраной 3, которая установлена в обойме 4 с уплотнительным кольцом 5. Пробка применяется совместно с клапаном ЦКОД. При ее посадке на седло этого клапана повышается давление в колонне заливочных труб, в результате чего разрушается мембрана 3. Повышение давления, отмеченное на устье, свидетельствует о достижении пробкой посадочного узла.

В настоящее время в качестве разделительной пробки для колонны бурильных труб со ступенчатым профилем внутреннего канала применяется эластичный сферический разделитель, имеющий клапан, через который внутренняя полость пробки заполняется рабочей жидкостью. За счет избыточного давления обеспечивается необходимая

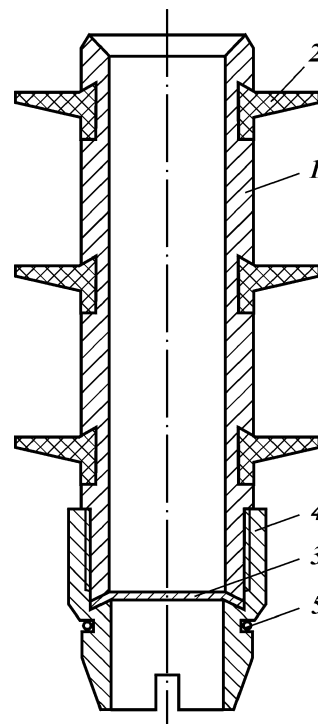


Рис. 8.19. Разделительная пробка конструкции 6. ВНИИКР-нефти

поверхность контакта пробки с трубами. Чтобы пробка при прохождении сечений переменного профиля не сплющивалась и работала как поршень, внутрь нее помещается шар из прочного материала, более плотного, чем жидкость. По диаметру шар несколько больше отверстия в упорном кольце. Благодаря эластичности материала сферы и избыточному давлению рабочей жидкости внутри нее разделительная пробка способна обратимо менять форму при прохождении через места значительного сужения в колонне труб, особенно при цементировании скважин через бурильные трубы, без ущерба для качества разделения перекачиваемых жидкостей.

Из проведенного анализа следует, что приемлемых технических средств для установки разделительных мостов в открытом стволе в сложных условиях нет. Большинство имеющихся устройств, обеспечивающих установку мостов, может быть использовано только при условии применения нижней пробки, в качестве которой в открытом стволе может применяться только пакер ПРГМ. Однако надежность его работы и изоляции открытого ствола, особенно при наличии каверн, невысока. Наиболее трудной задачей является установка разделительного моста в условиях интенсивного газопроявления. Эта задача решена применением эксцентриков и турбулизаторов.

Обобщение данных из литературных и патентных источников в области техники, технологии и оценки качества установки цементных мостов, а также изучение промысловых материалов о состоянии работ по установке мостов в сложных условиях в производственных объединениях нефтяной промышленности позволило сформулировать следующие основные задачи, которые требуют решения.

Задачи, связанные с разработкой технологии установки мостов: установка консервационных и ликвидационных мостов на глубине 4000–5000 м при наличии в скважине ИБР плотностью до 2,25 г/см³; установка разделительного моста небольшой высоты (3–10 м) в колонне; установка прочного цементного моста в открытом кавернозном участке ствола; установка цементного моста для закрепления неустойчивой части разреза при наличии в скважине частичного или полного поглощения; установка цементного моста в условиях АВПД при коэффициенте аномальности до 2,2 и притоке газа в скважину; обеспечение контакта цементного камня породой; определение допустимой минимальной и максимальной высоты моста; определение рациональных объемов тампонажного раствора и буферной жидкости; установка разделительных цементных мостов с помощью желонки в скважинах глубиной 4500–5200 м.

Задачи в области разработки рецептов тампонажных растворов и буферных жидкостей: разработка рецептов тампонажных растворов для установки мостов в целях консервации и ликвидации скважин в условиях сероводородной и углекислотной агрессии, при температуре 120–200 °С, наличии в скважине ИБР; изыскание добавок к портландцементному раствору, способствующих повышению прочности формируемого камня на 25–50 % и обеспечению с углистыми и глинистыми сланцами; разработка рецептов высокопрочных тампонажных материалов на базе ШПЦС-120 и ШПЦС-200; разработка рецептуры буферной жидкости, исключающей газирование тампонажного раствора в период ОЗЦ; разработка рецептуры баритовых суспензий в целях создания баритовых пробок для ликвидации проявлений перед установкой цементного моста в скважине; разработка полимерного тампонажного раствора с регулируемой плотностью для установки с помощью

желонки высокопрочных мостов небольшой высоты, обладающих хорошей адгезией к фильтрационной корке и металлу труб; разработка рецептур буферных жидкостей и тампонажных растворов для установки цементного моста в условиях АНПД.

Задачи в области разработки технологического оборудования: разработка нормального ряда разделительных манжетных резиновых пробок и забойных сигнальных устройств для контроля за процессами установки моста и доставки малых порций тампонажного раствора; разработка конструкции специальной цементирующей головки, которая устанавливается между бурильными трубами и ведущей трубой, не имеет отводов и позволяет, разместив в ней две разделительные пробки, расхаживать и вращать бурильную колонну; разработка конструкции быстросъемной цементирующей головки, ускоряющей герметизацию затрубного пространства и позволяющей расхаживать заливочные трубы под давлением.



8.10. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов.

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, перечень которых приведен в табл. 8.7, а также дополнительно – статической и динамической температуры в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки. Расчет производится по формулам (8.1), (8.2) и (8.3) в соответствии с данными табл. 8.2.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости – воды (вторая порция входит в общий объем продавочной жидкости) и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (8.6), (8.7), (8.29), (8.30) и (8.31).

При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве на основании данных табл. 8.6) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

6. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при установке моста в соответствии с табл. 8.27.

Таблица 8.27

Мероприятия по предупреждению осложнений при установке мостов

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
Повышение давления и прихват заливочной колонны	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости затворения – воды Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с буровым Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка	Жесткий контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание То же, а также применение центраторов и эксцентриксов Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления Цементирование, расхаживание колонны, применение легко разбурывающихся или отсоединяемых хвостовиков
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом интервале установки моста	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе Смещение цементного раствора с находящейся с ним в контакте жидкостью и низкая точность его продавливания Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта Наличие каверны или желобной выработки	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной колонны Снижение вязкости и СНС бурового раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриксов
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками скважины	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки
Газопроницаемость моста	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в цементный раствор высоковязкой жидкости

Особенности данного расчета можно рассмотреть на примере установки в обсаженной скважине диаметром 220 мм на глубине 4500 м цементного моста, который выдерживал бы перепад давления 20 МПа. Цементный мост был установлен через колонну бурильных труб диаметром 140×114 мм, внутренний объем который составлял 45 м³. Расчетные данные в зависимости от технологических особенностей установки моста представлены в табл. 8.28,

Таблица 8.28

Требуемый объем цементного раствора при установке моста в зависимости от условий

Показатели	Технологические особенности установки моста				Номер формулы для расчета данного показателя
	без буферной жидкости, скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью, но без скребков и разделительных пробок	с буферной жидкостью и скребками, но без разделительных пробок	с буферной жидкостью, скребками, верхней пробкой и устройством "стоп"	
Высота моста, м, в соответствии с требованиями:					
герметичности	20	10	4	4	8,2
несущей способности	22	11	1	1	8,1
Принимаемая высота моста, м	22	11	4	4	
Объем ствола скважины в интервале установки моста, м ³	0,84	0,42	0,15	0,15	–
Требуемый объем цементного раствора, м ³	6,24	3,54	3,31	1,98	8,7
Общий объем продавочной жидкости, м ³	42,10	43,50	43,50	45,00	8,6
Объем порций буферной жидкости (воды), м ³ :					
первой		1,10	1,00	1,00	8,30
второй		0,90	0,90	0,90	8,31
Интервал, который займут цементный раствор и зона смещения в кольцевом пространстве, м	4070–4500	4405–4500	4416–4500	4420–4500	8,32

из которой видно, что требуемый объем цементного раствора в зависимости от условий может значительно превысить объем скважины в интервале установки моста. С увеличением глубины эта разница возрастает (в рассматриваемом примере даже в 7–20 раз).

Необходимая высота моста в значительной мере зависит от технических средств, используемых при его установке. Следовательно, ее надо определять не только исходя из конкретных требований к герметичности и несущей способности моста, но также с учетом возможности проведения тех или иных технологических мероприятий. При этом не исключено создание положения, когда установить цементный мост требуемой высоты невозможно (например, при недостаточном расстоянии между предыдущим и последующим объектами испытания). В этих случаях необходимо либо устанавливать мосты из полимерных материалов и пакеры, либо пересматривать план работ по скважине.

Применение комплекса технических средств (моющие и абразивные буферные жидкости, скребки, разделительные пробки со средствами контроля за их движением и др.) всегда целесообразно, так как при этом повышается надежность установки моста, значительно сокращается расход тампонажного материала и затраты времени на установку моста и, кроме того, резко уменьшается опасность прихвата колонны труб схватывающимся тампонажным раствором.

При наличии больших каверн для установки цементных мостов следует использовать гидромониторные устройства с радиальным расположением насадок при непрерывном расхаживании колонны труб или с применением эксцентров.

Предлагаемые технико-технологические мероприятия успешно испытаны при установке цементных мостов более чем в 300 скважинах Краснодарнефтегаза, Куйбышевгазпрома, Белоруснефти, Нижневартовскнефти и других, в том числе при установке моста в сверхглубокой скв. 3 СГ на глубине 8000 м.

Анализ промысловых данных за три года по объединению “Краснодарнефтегаз” показал, что проведение данных мероприятий позволяет сократить затраты времени на установку одного цементного моста в скважинах глубиной до 2000 м на 1,9 сут, глубиной до 3000 м – на 4,3 сут, глубиной свыше 3000 м – на 7,5 сут.

•

8.11. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПЕРАЦИЙ ПО УСТАНОВКЕ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ [46, 258]

1. Определение необходимых объемов цементного раствора, продавочной и буферной жидкостей

Если при установке цементных мостов средства контроля за положением уровня тампонажного раствора в трубах не используются, то расчет требуемых объемов цементного раствора $V_{ц}$ и продавочной жидкости $V_{пр}$ производится по следующим формулам:

$$V_{ц} = HS_{к} + V_{тр}(\Delta V + C_0 + C_2) \quad (8.32)$$

и

$$V_{пр} = CV_{тр}(1 - \Delta V), \quad (8.33)$$

где ΔV – относительный объем тампонажного раствора, оставляемого в заливочной колонне,

$$\Delta V = C_1 + C_3 + \frac{HS_{тр}}{V_{тр}}; \quad (8.34)$$

H – проектная высота моста; $S_{к}$, $S_{тр}$ – соответственно площади проходного сечения в кольцевом пространстве и в трубах в интервале установки моста; $V_{тр}$ – внутренний объем заливочной колонны; C – коэффициент, учитывающий несоответствие между расчетными и фактическими объемами заливочной колонны, при использовании бурильных и насосно-компрессорных труб $C = 1,00$; в случае применения обсадных труб $C = 1,03$; C_0 – коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонажного раствора в скважину, если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,03-0,04$, если используются, то $C_0 = 0$; C_1 , C_2 , C_3 – коэффициенты, учитывающие потери тампонажного раствора соответственно на стенках труб и при смешении с соседней жидкостью на 1-й и 2-й границах (табл. 8.29), при установке мостов с использованием верхней и нижней разделительных пробок коэффициенты C_1 , C_2 и C_3 принимаются равными нулю, при использовании только верхней пробки нулю равны C_1 и C_3 .

Таблица 8.29

Величины коэффициентов, учитывающих потери тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с раствором

Показатели	Коэффициент	Для бурильных труб		Для НКТ	
Тип буферной жидкости	—	Вода	Нет	Вода	Нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,008	0,029	0,002	0,011
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 1-й границе	C_2	0,023	0,037	0,012	0,020
Потери цементного раствора из-за смешения с соседней жидкостью на 2-й границе	C_3	0,017	0,030	0,011	0,020
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,020	—	0,020	—
То же, при движении по кольцевому пространству	C_5	0,400	—	0,400	—

При установке моста без разделительной пробки или второй порции буферной жидкости необходимо принимать условие

$$\Delta V \geq 0,065, \quad (8.35)$$

а при их применении, но без средств контроля за движением тампонажного раствора

$$\Delta V \geq 0,048. \quad (8.36)$$

При установке мостов с использованием верхней разделительной пробки и средств контроля за ее движением условия (8.35) и (8.36) не учитываются.

Объем 1-й порции буферной жидкости, закачиваемой перед тампонажным раствором, рассчитывается как

$$V_1 = C_4 V_{\text{тр}} + C_5 H S_{\text{к}}, \quad (8.37)$$

а объем 2-й порции, нагнетаемой после цементного раствора, определяется из выражения

$$V_2 = C_4 V_{\text{пр}}, \quad (8.38)$$

где C_4 и C_5 — коэффициенты из табл. 8.29.

Величина $V_{\text{п}}$ входит в общий объем продавочной жидкости $V_{\text{пр}}$.

2. Определение высоты цементного моста

Высоту моста необходимо рассчитывать, исходя из условия обеспечения соответствующей герметичности, несущей способности и забуривания нового ствола. Исследования показывают, что оценочный расчет высоты моста может быть проведен. Так, при наличии между колонной и цементным камнем глинистой корки с предельным напряжением сдвига 4,6–6,8 МПа и толщиной 3–12 мм давление прорыва воды составляет 0,6–1,8 МПа на 1 м. Давле-

ние прорыва прямо пропорционально длине и обратно пропорционально толщине корки. По данным американских исследований, прорыв воды между стенкой трубы и цементным камнем происходит при градиенте давления 0,70 МПа. В связи с этим высоту цементного моста рекомендуется определять по формуле

$$H_0 = p / [\Delta p], \quad (8.39)$$

где p – максимальный перепад давления, действующий на мост при его испытании или эксплуатации; $[\Delta p]$ – допустимый градиент давления (табл. 8.30).

Высота цементного моста, подошва которого находится выше забоя скважины или другой опоры, должна проверяться, исходя из условия обеспечения необходимой несущей способности, по формуле

$$H'_0 = \frac{Q_i}{[\tau]\pi D_c} \geq H_0, \quad (8.40)$$

где Q_m – осевая нагрузка, создаваемая на мост колонной труб или перепадом давления p ; $[\tau]$ – допустимые касательные напряжения (табл. 8.31); D_c – диаметр скважины.

При забурировании нового ствола высота моста определяется из выражения

$$H = 18,5\sqrt{D_c / \alpha_i}, \quad (8.41)$$

где α_i – интенсивность искривления ствола, градус на 1 м.

При $\alpha_i = 0,1^\circ/\text{м}$ формула (8.41) имеет вид

$$H = 58,6\sqrt{D_c}, \quad (8.42)$$

где размерность D_c и H – в м.

Таблица 8.30
Допустимый градиент давления
при определении высоты
цементного моста

Условия и способ установки моста	$[p]$, МПа/м
В обсаженной скважине	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	5,0
С применением моющих буферных жидкостей	2,0
Без скребков и буферных жидкостей	1,0
В необсаженной скважине	
С применением скребков и буферных жидкостей	2,0
С применением буферных жидкостей	1,0
Без скребков и буферных жидкостей	0,5

Таблица 8.31
Допустимые касательные напряжения
для определения обеспечения необходимой
несущей способности моста

Условия и способ установки моста	$[\tau]$, МПа
В обсаженной скважине	
С применением скребков и моющих буферных жидкостей на водной основе	1,0
С применением моющих буферных жидкостей	0,5
Без скребков и буферных жидкостей	0,05
В необсаженной скважине	
С применением скребков и моющих жидкостей	0,5
С применением абразивных буферных жидкостей	0,2
С применением неабразивных буферных жидкостей	0,05
Без буферных жидкостей	0,01

Таблица 8.32

**Рекомендуемые значения высоты моста
(в м) при забурировании нового ствола**

D_c	H	H'	D_c	H	H'
0,1	18,9	10,8	0,5	41,7	23,3
0,2	26,2	15,0	0,6	45,6	26,0
0,3	32,2	18,4	0,7	49,0	28,0
0,4	37,2	21,3	0,8	52,5	30,0

Формула (8.41) выведена из условия, чтобы после забурирования нового ствола расстояние между близкими стенками старого и нового стволов было равно двум диаметрам скважины.

В табл. 8.32 приведены рекомендуемые значения высоты моста, определенные по формуле (8.42), а также высота моста H' , на которой при интенсивности искривления $\alpha_i = 0,1^\circ/\text{м}$ происходит забурирование нового ствола.

3. Расчет времени установки моста и производительности цементировочных агрегатов

Продолжительность установки моста T должна определяться, исходя из оптимальной скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и сроков схватывания (загустевания) тампонажного раствора:

$$T = T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 = 0,75T_{\text{заг}}, \quad (8.43)$$

где T_1 – затраты времени на приготовление в закачку тампонажного раствора в скважину; T_2 – продолжительность введения разделительных пробок в колонну; T_3 – затраты времени на продавливание тампонажного раствора в интервал установки моста; T_4 – продолжительность снятия цементировочной головки и подъема заливочной колонны из зоны тампонажного раствора; T_5 – затраты времени на установку цементировочной головки и срезку кровли моста; $T_{\text{заг}}$ – время загустевания тампонажного раствора, определяемое по консисометру.

Время T_3 определяется, исходя из необходимости обеспечения эффективной скорости w_3 подъема жидкости в интервале установки моста:

$$T_3 = V_{\text{пр}} / (w_3 S_k). \quad (8.44)$$

В связи с этим перепад установкой мостов в скважинах необходимо проводить гидравлические исследования с целью определения оптимального режима работы цементировочных агрегатов. Если конструкция скважины не позволяет создавать скорость восходящего потока более 1 м/с, то в нижней части заливочной колонны необходимо установить трубы большого диаметра. Если последнее условие невыполнимо, установка цементного моста осуществляется при скорости восходящего потока $w < 0,5$ м/с.

4. Проверка пригодности разделительной резиновой пробки

Одним из основных условий доставки в цементируемый интервал скважины исходного тампонажного раствора является предупреждение осложнений, связанных с заклиниванием цементировочной пробки в заливочной ко-

лонне. Для этого необходимо проверить совместимость разделительной пробки и колонны по формуле

$$\frac{l_0}{d} + \frac{D_m - d}{2d \sin(\alpha/2)} < 0,7, \quad (8.45)$$

где D_m – диаметр манжеты пробки (рис. 8.20); α – угол конусности манжеты; l_0 – длина участка манжеты, имеющего $\alpha = 0^\circ$; d – минимальный диаметр проходного канала заливочной колонны.

При использовании разделительной пробки конструкции АзНИПИ-нефть с $D_m = 130$ мм, $\alpha = 45^\circ$ и $l_0 = 0,0$ мм минимальный проходной канал заливочной колонны, в том числе всех переводников и сужений труб, должен быть не менее 85 мм. При использовании пробки конструкции объединения “Краснодарнефтегаз” ($D_m = 125$ мм, $\alpha = 60^\circ$ и $l_0 = 15$ мм) указанный диаметр должен быть не менее 82 мм. При наличии в колонне более узких каналов в них возможно расклинивание пробки, особенно при восстановлении циркуляции после ее остановки.

1. Расчет объемов цементного и продажного растворов и буферных жидкостей

Интервал установки моста 4000–4030 м; фактический диаметр скважины 250 мм; диаметр заливочной колонны 140 мм; внутренний объем колонны 45,6 м³.

А. Установка моста без применения буферных жидкостей и разделительных пробок.

Методика б. ВНИИКР нефти:

$$V_{\text{ц}} = 30 \cdot 0,785(0,25^2 - 0,14^2) + 45,6(0,065 + 0,03 + 0,037) = 7,0 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пр}} = 1 \cdot 45,6(1 - 0,065) = 42,6 \text{ м}^3.$$

Существующая методика:

$$V_{\text{ц}} = 0,785HD_c^2 = 0,785 \cdot 30 \cdot 0,25^2 = 1,5 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пр}} = 0,785Ld^2\varphi,$$

где L и d – соответственно длина и внутренний диаметр колонны кровли моста, $L = 4000$ м и $d = 120$ мм; φ – коэффициент, учитывающий сжимаемость продажной жидкости.

При $\varphi = 1,00$ имеем $V_{\text{пр}} = 45,3 \text{ м}^3$; при $\varphi = 1,02$ имеем $V_{\text{пр}} = 46,2 \text{ м}^3$.

Б. Установка моста с буферной жидкостью (водой).

Методика б. ВНИИКР нефти:

$$V_{\text{ц}} = 30 \cdot 0,785(0,25^2 - 0,14^2) + 45,6(0,048 + 0,03 + 0,023) = 5,6 \text{ м}^3;$$

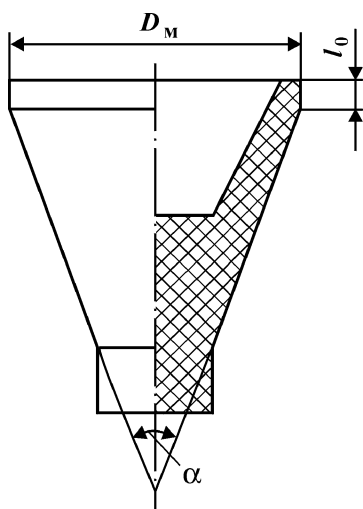


Рис. 8.20. Основные размеры манжеты пробки

$$V_{\text{пр}} = 1,00 \cdot 45,6 \cdot (1 - 0,048) = 43,4 \text{ м}^3.$$

Объем воды перед цементным раствором

$$V_1 \geq 45,6 \cdot 0,02 + 30 \cdot 0,785(0,25^2 - 0,14^2)0,4 = 1,9 \text{ м}^3.$$

Объем воды после цементного раствора

$$V_2 \geq 43,4 \cdot 0,02 = 0,9 \text{ м}^3.$$

Существующая методика:

$V_{\text{ц}} = 1,5 \text{ м}^3$; $V_{\text{пр}} = 45,3 \text{ м}^3$ и $V_{\text{пр}} = 46,2 \text{ м}^3$ при коэффициентах φ соответственно 1,00 и 1,02.

Конкретные рекомендации по объему буферных жидкостей отсутствуют.

Из сравнения результатов расчета видно, что при проведении операций по существующей методике в интервал установки моста во многих случаях прокачивается не исходный тампонажный раствор, а его смесь с промывочной либо продавочной жидкостью.

2. Расчет проектной высоты цементного моста

Диаметр скважины – 240 мм; перепад давления, действующий на мост при испытании моста или освоении скважины, – 20 МПа.

А. Установка моста производится в обсаженной скважине без применения скребков и буферных жидкостей.

Согласно табл. 8.34 и 8.35, $[\Delta p] = 1 \text{ МПа/м}$ и $[\tau] = 0,05 \text{ МПа}$. В результате расчетов по формулам (8.39) и (8.40) получаем $H_0 = 20 \text{ м}$ и $H'_0 = 48 \text{ м}$.

Таким образом, при установке моста непосредственно над забоем или над оставленными в скважине трубами его высота от кровли до верхних отверстий перфорации должна быть не менее 20 м, а при установке выше забоя (труб) – не менее 48 м.

Б. Установка моста в обсаженной скважине с применением моющих буферных жидкостей.

Согласно табл. 8.34 и 8.35, $[\Delta p] = 2 \text{ МПа/м}$ и $[\tau] = 0,5 \text{ МПа}$. Тогда $H_0 = 10 \text{ м}$ и $H'_0 = 4,8 \text{ м}$, т.е. высота моста должна быть не менее 10 м.

Пример расчета установки цементного моста с целью ревизии колонной головки газовой скважины

Произведем расчет установки цементного моста в скважине глубиной 1050 м. Мост необходимо установить в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм над зоной фильтра в интервале 967–947 м, т.е. высота моста 20 м. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны 144 мм. НКТ диаметром 89 мм (внутренний диаметр 76 мм) спущены на глубину 967 м.

Объем цементного раствора (м^3)

$$V_{\text{ц.р}} = H_{\text{м}} S_{\text{э.к}} + V_{\text{тр}} (\Delta V + C_0 + C_2),$$

где $H_{\text{м}}$ – высота моста, м; $S_{\text{э.к}}$ – площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны, м^2 ; $V_{\text{тр}}$ – внутренний объем НКТ, м^3 ; ΔV – относительный объем цементного раствора, оставляемого в НКТ, м^3 ,

$$\Delta V = C_1 + C_3 + \frac{H_m S_{\text{тр}}}{V_{\text{тр}}};$$

C_1 и C_3 – коэффициенты потерь тампонажного раствора на стенках труб и при смешении с продавочным раствором и промывочной жидкостью $C_1 = 0,11$ и $C_3 = 0,01$; $S_{\text{тр}}$ – площадь живого сечения НКТ, м^2 ; $V_{\text{тр}}$ – внутренний объем НКТ, м^3 .

Подставляя значения в приведенные выше формулы, получаем

$$S_{\text{тр}} = 0,785 \cdot 0,076^2 = 0,0045 \text{ м}^2;$$

$$V_{\text{тр}} = S_{\text{тр}} H_{\text{тр}} = 0,0045 \cdot 967 = 4,35 \text{ м}^3;$$

$$S_{\text{э.к}} = 0,785 \cdot 0,144^2 = 0,0163 \text{ м}^2;$$

$$\Delta V = 0,011 + 0,02 + \frac{20 \cdot 0,0045}{4,35} = 0,052 \text{ м}^3.$$

Тогда расчетный объем цементного раствора составит:

$$V_{\text{ц.р}} = H_m S_{\text{э.к}} + V_{\text{тр}} (\Delta V + C_0 + C_2) = 20 \cdot 0,0163 + 4,35 \times \\ \times (0,052 + 0,04 + 0,02) = 0,813 \text{ м}^3.$$

Объем продавочной жидкости, закачиваемый в НКТ, составит:

$$V_{\text{пр}} = V_{\text{тр}} (1 - \Delta V) = 4,35 (1 - 0,052) = 4,124 \text{ м}^3.$$

Определим требуемое количество сухого цемента:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{1}{1 + m} \rho_{\text{ц.р}} V_{\text{ц.р}} = \frac{1}{1 + 0,5} 1,8 \cdot 0,813 = 0,976 \text{ т},$$

где m – водоцементное отношение, принимаем $m = 0,5$; $V_{\text{ц.р}}$ – расчетный объем цементного раствора для установки моста, $V_{\text{ц.р}} = 0,813 \text{ м}^3$; $\rho_{\text{ц.р}}$ – плотность цементного раствора, принимаем $\rho_{\text{ц.р}} = 1,8 \text{ т/м}^3$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ



1. А.с. 606819, СССР. Аппарат для магнитной обработки жидкости/Г.С. Агафонов, О.Б. Брук, В.М. Буколдина, В.Г. Зерницкий, П.Е. Печушня (СССР). – Бюл. № 18, 1978.
2. А.с. 933695, СССР. Буровой раствор/В.Д. Мавромати, З.С. Ковалева, Н.П. Левик, А.И. Пеньков (СССР). – Бюл. № 21, 1982.
3. А.с. 985019, СССР. Гидрофобная эмульсионная композиция для гидроразрыва пласта/П.П. Макаренко, Д.Ф. Матвеев, Б.И. Фуки и др. (СССР). – Бюл. № 49, 1982.
4. А.с. 1647202, СССР. Гидрофобная эмульсия для обработки карбонатного пласта/Ю.М. Басарыгин, Д.Ф. Матвеев, Е.Н. Рылов и др. (СССР). – Бюл. № 17, 1991.
5. А.с. 1504331, СССР. Герметизирующий состав/А.И. Бережной и др. (СССР). – Бюл. № 32, 1989.
6. А.с. 1350127, СССР. Композиция для получения эмалевого покрытия для металлов/А.П. Ивлев, Ю.Я. Кулиджанов, Ю.И. Бакалин, С.М. Пермин, В.Ф. Будников, Д. Машталир (СССР). – Бюл. № 41, 1987.
7. А.с. 2110671, СССР. Способ выноса песка при эксплуатации скважинного фильтра/Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Б.А. Павленко, В.А. Юрьев, Л.М. Царькова (СССР). – Бюл. № 13, 1998.
8. А.с. 833557, СССР. Способ определения эффективности магнитной обработки воды/В.А. Чумаков, А.А. Харитонов (СССР). – Бюл. № 2, 1981.
9. А.с. 747819, СССР. Способ контроля воздействия магнитного поля на воду/М.Л. Михельсон (СССР). – Бюл. № 26, 1990.
10. А.с. 833557, СССР. Способ определения эффективности магнитной обработки воды/В.А. Чумаков, А.А. Харитонов (СССР). – Бюл. № 2, 1981.
11. А.с. 883351, СССР. Способ создания перфорационных щелевых каналов в обсадной колонне и устройство для его осуществления/Н.М. Саркисов, М.О. Ашрафьян, Ф.Ф. Конрад и др. (СССР). – Бюл. № 43, 1981.
12. А.с. 1268348, СССР. Способ изготовления трубопроводов из эмалированных труб/А.П. Ивлев, В.И. Вебер, В.Ф. Будников, К.Д. Джуламанов (СССР). – Бюл. № 41, 1986.
13. А.с. 727838, СССР. Способ заканчивания скважин со слабосцементированными коллекторами/М.О. Ашрафьян, А.А. Дергачев, О.А. Лебедев и др. (СССР). – Бюл. № 14, 1980.
14. А.с. 1164397, СССР. Способ строительства скважины/М.О. Ашрафьян, О.А. Лебедев, Н.М. Саркисов и др. (СССР). – Бюл. № 24, 1985.
15. А.с. 883351, СССР. Способ создания перфорационных щелевых каналов в обсадной колонне и устройство для его осуществления/Н.М. Саркисов, М.О. Ашрафьян, Ф.Ф. Конрад (СССР). – Бюл. № 43, 1981.
16. А.с. 205354, СССР. Устройство для определения сплошности стеклопокрытий на внутренней поверхности металлических труб/Р.А. Максудов, Х.А. Асфандияров, Я.Ф. Губарев и др. (СССР). – Бюл. № 23, 1967.
17. А.с. 260911, СССР. Устройство для определения качества футерованных изделий/Р.А. Максудов, А.М. Ахунов, Я.Ф. Губарев и др. (СССР). – Бюл. № 4, 1970.
18. А.с. 1444396, СССР. Устройство для нанесения эмалевого шликера на внутреннюю поверхность труб/Г.И. Баранов, В.И. Вебер, В.Ф. Будников, М.С. Ахмеджанов (СССР). – Бюл. № 46, 1988.
19. А.с. 1403037, СССР. Фритта для безгрунтового эмалевого покрытия/В.И. Вебер, Л.В. Исмамбетова, М.С. Ахмеджанов, В.Ф. Будников, А.И. Коваленко (СССР). – Бюл. № 38, 1988.

20. А.с. 1808858. СССР. Эмульсионный состав для обработки скважин/Ю.М. Басарыгин, Д.Ф. Матвеев, Е.Н. Рылов и др. (СССР). – Бюл. № 14, 1993.
21. Абдрахманов Г.С., Рылов Н.И., Крылов В.И., Григорьев П.Н. Исследование и изоляция поглощающих пластов в процессе проводки скважин: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
22. Абдулин Ф.С. Контроль за герметичностью колонн нагнетательных скважин в процессе закачки//Нефтяное хозяйство. – 1957. – № 6. – С. 9–11.
23. Аветисов А.Г., Аветисян Н.Г., Кошелев Н.Н. Опыт использования методов теории статистических решений для выбора способа ликвидации прихватов//Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 8. – С. 62–65.
24. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1981.
25. Аветисов А.Г., Ульянов А.Л., Карнаухов Л.Г. Моделирование системы поддержания свойств бурового раствора//Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности. – 1989. – № 8. – С. 16–19.
26. Аветисян Н.Г., Самотой А.К., Шеметов В.Ю. К вопросу об аномальных осмотических перетоках через фильтрационные корки глинистых растворов//Промывка и технология крепления скважин//Тр. ВНИИБТ. – 1973. – Вып. 7.
27. Аветисян Н.Г., Фролов Е.П., Шеметов В.Ю. Руководство по прогнозированию и предупреждению осыпей и обвалов в процессе бурения, связанных с АВПД: Утв. Мин-вом нефтяной и газовой промышленности, 1979. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.
28. Аветисян Н.Г. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения (РД 39-0147009-723-88). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988.
29. Авилов В.И., Петраков Ю.И., Смолянинов В.Г. Совершенствование крепления высококачественных скважин: Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1976. – Вып. 9.
30. Агапчев В.И. Эффективность применения промысловых трубопроводов с герметизированными резьбовыми соединениями: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
31. Агапчев В.И., Протасов В.Н., Благовещенский В.Е. Применение порошковых полимерных покрытий для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования//РНТС. Сер. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. 1975. № 6. С. 38–41.
32. Агапчев В.И., Протасов В.Н., Исхаков А.Р. Эффективность применения эпоксидных порошковых материалов в качестве покрытий деталей центробежных насосов//РНТС. Сер. Коррозия и защита нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1976. – № 7. С. 28.
33. Акименко А.Г., Козлов А.И., Скворцова А.Л. Исследование нагрева стальных заготовок в расплавленной стекломассе//Кузнечно-штамповочное производство. – 1964. – № 4. С. 37–38.
34. Акопов Э.А. Технология подготовки ствола и забоя скважины перед спуском алмазного породоразрушающего инструмента. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
35. Александров М.М. Определение сил сопротивления при бурении скважин. – М.: Недра, 1965.
36. Алексеев А.В., Александров О.А. Исследование переходной зоны наплавленного плакирующего слоя газонепротекающей аппаратуры, работающей в водородсодержащих средах: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
37. Алехин М.И., Будников В.Ф., Щербинина М.М., Яровой А.Ф. О причинах коррозионного разрушения оборудования на участках термических методов добычи нефти//Вопросы технологии и техники добычи нефти термическими методами. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
38. Альтиуль А.Д. Гидравлическое сопротивление. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982.
39. Алиев Г.Б., Мирсалаев С.Б., Скорняков М.В. Борьба с авариями при капитальном ремонте скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1952.

40. *Амиров А.Д.* Техника и технология освоения и эксплуатации глубоких скважин. – М.: Недра, 1970.
41. *Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С.* Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1975.
42. *Амиян В.А., Булатов А.И., Джангиров С.С.* Цементирование скважин аэрированными растворами с добавками ПАВ//Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 1. – С. 29–32.
43. *Антонов П.Л.* Дальность и продолжительность диффузии газов в законтурные воды//Газовая промышленность. – 1963. – № 9.
44. *Аппен А.А.* Химия стекла. – Л.: Химия, 1970.
45. *Афанасьев В.А., Захаров В.А., Овчинников В.И., Сашнев И.А.* Освоение и повышение продуктивности скважин Западной Сибири высокими многократными депрессиями: Обзор. информ. Сер. Нефтепромышленное дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
46. *Ашрафьян М.О.* Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989.
47. *Ашрафьян М.О., Булатов А.И.* Установка цементных мостов в глубоких скважинах: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
48. *Бабаев М.Б., Рустамов М.С., Сызранцев А.Л.* Опыт капитального ремонта сверхглубоких газоконденсатных скважин//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1957. – № 10.
49. *Бабаян Э.В., Булатов А.И.* Технология бурения скважин с поддержанием заданного забойного давления: Обзор. информ. Сер. Строительство скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
50. *Бабаян Э.В., Булатов А.И.* Некоторые гидродинамические особенности технологических процессов строительства вертикальных и наклонно направленных скважин: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – Вып. 17.
51. *Бабаян Э.В., Самотой А.К., Лебедев Е.А.* Исследование сил взаимодействия металла с глинистой коркой при прихвате инструмента//Крепление скважин, буровые растворы и предупреждение осложнений//Тр. КВНИИнефти. – 1970. – Вып. 23. – С. 23–43.
52. *Бабаян Э.В., Стариков В.Ф.* Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
53. *Бабаян Э.В., Стариков В.Ф.* Причины и условия газонефтеводопроявлений//РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – Вып. 8. – С. 11–13.
54. *Бакалин Ю.И.* Некоторые вопросы газовыделения при эмалировании металлов: Тез. докл. Всесоюз. совещ. по эмалям и эмалированию металлов, Челябинск, 1976.
55. *Бакалин Ю.И.* К теории газовыделения в среде большой вязкости//Вестн. АН БССР. Сер. Физ.-энерг. – 1977. – № 2. – С. 101–103.
56. *Бакатчук В.Т., Ридош Р.В.* Мероприятия по герметизации эксплуатационных колонн. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970.
57. *Балкар В., Выкоун В.* Стекланные трубы и аппараты. – М.: 1963.
58. *Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И.* Крепление и цементирование наклонных скважин. – М.: Недра, 1983.
59. *Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д.* Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998.
60. *Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф.* Новые жидкости для заканчивания скважин//Строительство газовых и газоконденсатных скважин//Тр. ВНИИгаза. – 1993. – С. 130–134.
61. *Басарыгин Ю.М., Матвеев Д.Ф.* Новые гидрофобные эмульсионные растворы для глушения скважин//Газовая промышленность. – 1995. – № 9. – С. 14–15.
62. *Баталин О.Ю., Захаров М.Ю.* Моделирование условий выпадения твердых парафинов из газового конденсата на основе молекулярных моделей: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
63. *Белевский В.С., Куделин Ю.И.* Новый электрохимический метод прямого измерения скорости коррозии: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
64. *Белов В.П.* Образование каверн при бурении скважин. – М.: Недра, 1970, 145 с.
65. *Бергман Л.* Ультразвук и его применение в науке и технике. – М.: Иностранная лит., 1967.
66. *Блажевич В.А., Стрихнев В.А.* Проведение РИР в скважинах в сложных гидродинами-

- ческих условиях: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1981. – Вып. 12.
67. *Блажевич В.А., Уметбаев В.Г.* Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. – М.: Недра, 1985.
 68. *Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г.* Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1981.
 69. *Боченов Е.Е., Кан А.Г., Рейфнер И.Р.* Определение момента появления трещин во внутренних покрытиях труб // Вопросы строительства и эксплуатации трубопроводов. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965.
 70. *Броев Д.* Основы механики разрушения. – М.: Высшая школа, 1980.
 71. *Бондарев В.И., Булатов А.И.* Прямой гидравлический удар в скважине при промывке и цементировании: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
 72. *Бондарев В.И.* Переходный процесс в гидравлической системе скважины при посадке цементировочной пробки на стоп-кольцо // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 8.
 73. *Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я.* Определение зон поглощения бурового раствора // Газовая промышленность. – 1987. – № 2.
 74. *Будников В.Ф., Макаренко П.П., Юрьев В.А.* Диагностика и капитальный ремонт обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах. – М.: Недра, 1987.
 75. *Будников В.Ф.* Испытания ингибиторной защиты в условиях внутрипластового горения: Экспресс-информ. Сер. Борьба с коррозией и защита окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1989. – Вып. 10. – С. 10–13.
 76. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. – М.: Недра, 1964.
 77. *Булатов А.И., Аветисов А.Г.* Справочник инженера по бурению. – М.: Недра, 1995. – Т. I–IV.
 78. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И.* Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981.
 79. *Булатов А.И.* Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990.
 80. *Булатов А.И., Куксов А.К., Бабаян Э.В.* Предупреждение и ликвидации нефтегазопроявлений при бурении // РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1987. – Вып. 3.
 81. *Булатов А.И., Габузов Г.Г., Гераскин В.Г.* Поиск резервов снижения стоимости углубления скважин при использовании стандартного бурового оборудования // Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1992.
 82. *Булатов А.И., Уханов Р.Ф.* Исследование свойств и совершенствование технологии применения вязкоупругих буферных жидкостей // РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
 83. *Булатов А.И., Рябченко В.И., Сибирко И.А., Сидоров Н.А.* Газопроявления в скважинах и борьба с ними. – М.: Недра, 1969.
 84. *Булатов А.И., Сухенко Н.И.* Изоляционные работы при проведении скважин в условиях поглощения бурового раствора: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
 85. *Булатов А.И., Желтов Ю.П., Ситников М.Ф.* Временное методическое руководство по количественной оценке и прогнозированию пластовых давлений по кернам. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1974.
 86. *Булатов А.И.* Современное состояние техники и технологии предупреждения и ликвидации прихватов колонн труб // НТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1974. – № 10. – С. 6–12.
 87. *Булатов А.И., Кошелев Н.Н., Кеворков С.А.* Об одном из основных факторов, способствующих возникновению прихвата труб: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по проблеме прихватов, современных способов их предупреждения и ликвидации, Краснодар, 1973. – ВНИИКРнефть, 1973.
 88. *Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А.* Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979.
 89. *Булатов А.И.* Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – М.: Недра, 1991.

90. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987.
91. Булейко В.М., Макогон Ю.Ф. Фазовые переходы гидрат – лед – вода и их особенности: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”; секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
92. Бутко О.Г., Скуин Б.А. Методы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации нефтяных скважин: Обзор информ. Сер. Нефтепромышленное дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1987. – Вып. 13.
93. Варгин В.В., Певзнер Б.З. Эмалирование металлов в СССР и за рубежом. – М.: ЦИНТИАМ, 1964.
94. Варгин В.В. Эмалирование металлических изделий. – Л.: Машиностроение.
95. Варгин В.В. Технология эмали и эмалирования металлов. – М.: Стройиздат, 1965.
96. Варламов П.С. Определение основных конструктивных параметров гидравлических ясов закрытого типа//Машины и оборудование. – 1973. – № 4. – С. 4–7.
97. Васильченко А.А. Системный и информационный подходы к исследованию процессов массопереноса в подземной гидросфере: Тез. докл. на Всесоюз. конф. “Системный подход в геологии”, Москва, 1989 г.
98. Васильченко А.А. Физико-химическая модель зарождения и роста кристаллов газогидратов: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, Секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
99. Векслер Ю.А. Долговечность горных пород при сжатии//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1979. – № 3. – С. 71–77.
100. Верещагин П.Ф., Сиксян А.А. К вопросу о распаде высокоскоростной водяной струи//Журнал технической физики. – 1959. – Т. 29. – № 1. – С. 45–50.
101. Вертилог – запатентованный агрегат контроля обсадных труб скважины: Каталог фирмы АМФ Tuboscope.
102. Видовский А.Л., Булатов А.И. Напряжения в цементном камне глубоких скважин. – М.: Недра, 1977.
103. Винарский М.С., Белоусов Г.А. Определение размеров каналов в трещиноватых породах по результатам кратковременных гидродинамических исследований скважин//РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1975. – № 8. – С. 35–38.
104. Винарский М.С. Методы исследований и изоляции поглощающих пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
105. Винниченко В.М., Гончаров А.Е., Максименко Н.Н. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении разведочных скважин. – М.: Недра, 1991.
106. Влияние легирования на характеристики продуктов коррозии и коррозионную стойкость стали на шельфе Японского моря/Б.З. Бельский, Л.К. Борисенко, В.А. Пищик и др.: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегаз. оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
107. Войцеховский А.П. Перепад давления как причина прихватов буровых труб//Новости нефтяной техники. – 1960. – № 1. – С. 13–18.
108. Временная инструкция на технологию по безопасному освоению газовых и газоконденсатных скважин воздушными компрессорами. – Краснодар: Кубаньгазпром, 1996.
109. Временная инструкция по эксплуатации комплекта инструментов для испытания пластов (КИИ-95-ГрозУфНИИ). – М.: ВНИИОЭНГ, 1966.
110. Временная методика по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин (РД 39-2-865-83)/Н.Р. Рабинович, Н.В. Смирнова, В.И. Бадовская и др. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.
111. Временная инструкция по применению промыслово-геофизических исследований для системного контроля разработки нефтяных месторождений (РД 39-9-414-80). – М.: ВНИИ, 1980.
112. Временная инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири (РД 39-2-175-79)/ВНИИКРнефть, Главтюменнефтегаз, СибНИИ НП. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.
113. Временная инструкция по одновременному производству буровых работ, освоению и эксплуатации нефтяных скважин на кусте (РД 39-3-248-79). – Тюмень: СибНИИ НП, 1979.

114. *Вялов С.С.* Реологические основы механики грунтов. – М.: Высшая школа, 1978.
115. *Габузов Г.Г., Вартумян Г.Т., Динмухаметов Д.Х.* К аналитическому выводу зависимости условной прочности глинистых пород от глубины // Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1995.
116. *Габузов Г.Г., Осипенко Л.П.* Нелинейное управление регрессии изменения условной прочности глинистых пород от глубины бурения // Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1995.
117. *Габузов Г.Г., Гераськин В.Г.* Критериальная модель буримости глинистых отложений // Тр. ВНИИКРнефти. – Краснодар, 1990.
118. *Галимов М.А., Самотой А.К.* О величине перепада давления, действующего на прихваченные трубы в скважине // Изв. Сев.-Кав. науч. центра высшей школы. Сер. Технические науки. – 1975. – № 3. С. 103–104.
119. *Геллер Е.М.* Об условиях поступления нефти и газа в глинистый раствор бурящейся скважины // Геохимические методы поисков нефти и газа // Тр. ВНИИГР. – М.: Гостоптехиздат, 1954.
120. *Геофизические исследования в скважинах.* Технические требования на подготовку и оборудование скважин для проведения промыслово-геофизических исследований при контроле за разработкой нефтяных месторождений (ГИС) (РД 39-4-273-79). – М.: ВНИИпромгеофизика, 1979.
121. *Гинберг А.И.* Ультразвук в химических и электрохимических процессах. – М.: Машгиз, 1962.
122. *Гинсбург Г.Д., Новожилов А.А.* О гидратах в недрах Мессояхского месторождения // Газовая промышленность. – 1997. – № 2.
123. *Гоинс У.К., Шеффилд Р.* Предотвращение выбросов. – М.: Недра, 1987.
124. *Головкин С.Н.* Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений в добыче нефти: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984.
125. *Голубев Д.А.* Исследование гидродинамического давления, возникающего при движении колонн // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 4.
126. *Городничий А.П., Быков А.Б., Недобух Н.А.* Непрерывный коррозионный контроль – обеспечение безопасной эксплуатации оборудования: Тез. докл. на II Междунар. конгр., “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
127. *Григорьев В.И., Сидоров Н.А.* Деформация и напряжения, возникающие в обсадных колоннах при изменении их температуры в процессе работы скважины // Промышленность Кубани. – 1959. – № 4.
128. *Григорян С.С., Акопов Э.А.* Инструкция по ликвидации прихватов колонн труб в глубоких скважинах гидромпульсным способом (ГИС). – М.: ВНИИБТ, 1972.
129. *Гукасов Н.А.* Справочное пособие по гидравлике и гидродинамике в бурении. – М.: Недра, 1982.
130. *Гульянц Г.М.* Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. – М.: Недра, 1993.
131. *Давыдов С.Н., Шаймухаметов А.А., Яковлева Л.А., Марин А.Р.* Выбор цементных композиций для защиты от коррозии внутренней поверхности промысловых трубопроводов: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
132. *Дефектоскоп индукционный скважинный ДСК/ОКБ (НПО “Геофизика”):* Каталог геофизической аппаратуры. – М.: Недра, 1973.
133. *Дашидамов Ф.А., Шамсиев А.А.* Причины прихвата инструмента при бурении // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1959. – № 12. – С. 12–17.
134. *Демчук И.С.* Ультразвуковая интенсификация технологических процессов. – М.: Машгиз, 1966.
135. *Дитякин Ю.Ф.* Об устойчивости и распаде на капли жидкой струи эллиптического сечения // Изв. АН СССР. – 1954. – № 10. – С. 224–230.
136. *Дорофеев А.Г., Королев А.И., Набоицков И.П.* К технологии получения антикоррозионных окисных легированных пленок: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.

137. *Дорофеева Е.С., Мерзляков В.Ф., Шавалеева А.М.* Причины и прогнозирование выпадения гипса в скважинах Арланского месторождения: Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – Вып. 4.
138. *Дюков Л.М.* Причины образования грифонов и методы их ликвидации. – М.: Госинти, 1959.
139. *Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю.* Исследование начальных стадий окисления металлов в газовой среде: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб., 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
140. *Еремин Г.А., Булатов А.И.* Повышение качества установки цементных постов: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
141. *Еремин Г.А.* Причины осложнений, связанных с применением резиновых разделительных пробок: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1971. – Вып. 23–24.
142. *Житомирский И.Д., Зозуля А.И., Коваль В.М.* Применение плазменных покрытий для повышения долговечности эмалированного оборудования // Химическое и нефтяное машиностроение. – 1988. – № 11. – С. 28–29.
143. *Зайцев Ю.В.* Пакеры и технологические схемы их установок. – М.: ВНИИОЭНГ, 1969.
144. *Заканчивание* скважин за рубежом: Обзор. информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИЭГазпром. – 1982. – Вып. 3.
145. *Защита* от коррозии промысловых сооружений в газовой и нефтедобывающей промышленности / Н.Е. Лекзин, Н.П. Глазов, Г.С. Кесельман и др. – М.: Недра, 1973.
146. *Зикеев В.Н., Корнющенко Ю.В., Гутман Э.М., Григорьева Г.И.* Свойства стали 25 ХМФАБЧ, стойкой против сероводородного растрескивания: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
147. *Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хасамутдинов Н.И.* Химические реагенты для добычи нефти. – М.: Недра, 1986.
148. *Ивановский Л.Е., Некрасов В.Н.* Газы и ионные расплавы. – М.: Недра, 1979.
149. *Измайлов Л.Б., Булатов А.И.* Крепление нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1976.
150. *Измайлов Л.Б., Карнаухов Л.А., Кисельман М.Л.* Эффективность защиты стандартными резиновыми предохранительными кольцами обсадных колонн при глубоком бурении // Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 10.
151. *Изоляция* зон поглощения с применением наполнителей / В.И. Крылов, С.С. Джангиров, Н.И. Сухенко, И.А. Сибирко // РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978.
152. *Илясов А.П., Мурсалова М.А., Касперович А.Г.* Методы борьбы с парафинами при освоении нефтяных оторочек на месторождениях Северо-Тюменской области: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 4, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
153. *Имамутдинова Х.Х.* Остеклование насосно-компрессорных труб // За рентабельную добычу нефти (из опыта работы нефтепромыслового управления “Лениногорскнефть”). – Альметьевск: ПО “Татнефть”, 1968.
154. *Инструкция* по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1976.
155. *Инструкция* по эксплуатации, ремонту и учету бурильных труб. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979.
156. *Инструкция* по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1976.
157. *Инструкция* по креплению скважин. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1975.
158. *Инструкция* по проведению исследований межколонных флюидопроявлений на месторождениях и ПХГ РАО Газпром. – Ставрополь: АО “СтавропольНИПИгаз”, 1997.
159. *Инструкция* по технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны продуктивного пласта (РД 39-1-924–83) – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1983.
160. *Инструкция* по подготовке обсадных труб к спуску в скважину (РД 39-2-132–79). – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979.
161. *Инструкция* по приготовлению и применению тампонажного раствора для цементи-

рования скважин в многолетнемерзлых породах Тюменской области (РД 39-2-152-79). Тюмень: СибНИИНП, 1979.

162. *Инструкция* по тепловой активации цементного раствора (РД 39-2-155-79). Тюмень: СибНИИНП, 1979.

163. *Инструкция* по ремонту крепи скважин (РД 39-1-843-82). – Краснодар: ВНИИКР-нефть, 1983.

164. *Инструкция* по применению тампонажных растворов с высокой водоотдачей (ТРВВ) для ликвидации поглощений буровых растворов (РД 39-2-346-80). – М.: ВНИИБТ, 1980.

165. *Инструкция* по применению малоконцентрированных латексов (МКЛ) для ликвидации поглощений бурового раствора (РД 39-2-388-80). – М.: ВНИИБТ, 1980.

166. *Инструкция* по применению материала буферного порошкообразного БП-100 (РД 39-1-468-80). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1980.

167. *Инструкция* по ликвидации поглощений тампонажными смесями с пространственной решеткой (РД 39-2-535-81). – М.: ВНИИБТ, 1981.

168. *Инструкция* по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин (РД 39-2-684-82). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1982.

169. *Инструкция* по применению скорлупы ореховой в качестве инертного наполнителя для изоляции зон поглощения (РД 39-2-186-79). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.

170. *Инструкция* по применению улюка волокнистого в качестве инертного наполнителя для изоляции зон поглощения (РД 39-2-187-79). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.

171. *Инструкция* по технологии ликвидации негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков в бурящихся и добывающих скважинах с помощью алкилрезорциновой эпокси-фенольной смолы (АЭФС) (РД 39-2-247-79). – М.: ВНИИБТ, 1979.

172. *Инструкция* по ремонтно-изоляционным работам с применением пеноцементных растворов (РД-39-1-348-80). – М.: ВНИИ, 1980.

173. *Инструкция* по испытанию скважин на герметичность. – Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977.

174. *Инструкция* по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению (РД 32-2-803-82). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983.

175. *Инструкция* по глушению и освоению скважин с применением предварительного блокирования пласта концентрированными меловыми суспензиями (пастами)/Н.Р. Акопян, В.М. Воронов, Н.И. Тернавский и др. – Орджоникидзе, 1974.

176. *Инструкция* по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Под ред. Ю.П. Коротаева, Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1971.

177. *Исследование* гидродинамических условий вскрытия газоносных пластов с АВПД/И.Ш. Стрелко, А.К. Рахимов, Б.А. Жеребенков, С.Я. Харламов//Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 6. – С. 9-11.

178. *Исследование* глин и новые рецептуры глинистых растворов/В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.М. Тимохин и др. – М.: Недра, 1975.

179. *Исследование* и изоляция поглощающих пластов в процессе проводки скважин/Г.С. Абдрахманов, Н.И. Рылов, В.И. Крылов, П.Н. Григорьев – М.: ВНИИОЭНГ, 1973.

180. *Исследование* структурных свойств высокопарафинистых нефтей/В.В. Краснов, В.М. Светлицкий, И.М. Мищук и др.//Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 8.

181. *Исследование* условий выпадения и растворения парафиновых отложений в пористой среде/О.В. Фецул, Е.А. Малицкий, И.Н. Мищук и др.//Нефтепромысловое дело. – 1981. – № 7.

182. *Исследование* физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти/В.Б. Карпов, В.П. Воробьев, В.Т. Казаков и др.//Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7.

183. *Капустин Ю.А., Макогон Ю.Ф.* Исследование и анализ опыта борьбы с гидратными отложениями в продуктопроводах ШФЛЦ: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.

184. *Каталог* жидкостей глушения/С.А. Рябоконь, З.А. Горлова, В.И. Мартынов и др. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1989 г.

185. *Кацуров И.Н.* Механика горных пород – М.: Недра, 1981.

186. *Качанов Л.М.* Основы механики разрушения. – М.: Наука, 1974.

187. Качановский Н.Я., Федер Е.С., Котляр С.М. Сварка электрической дугой, вращающейся в магнитном поле // Сварочное производство. – 1959. – № 8.
188. Качлишвили Н.З. Некоторые вопросы выбора конструкций глубоких скважин // Пути совершенствования и цементирования скважин в различных геологических условиях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
189. Кизима А.М., Шумилов В.А. Опыт изоляции обводнившихся пластов с использованием винипластовых труб // НТС. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1968. – Вып. 9.
190. Кирпенко Г.В., Василенко И.И. Коррозионное растрескивание сталей. – Киев: Техника, 1971.
191. Киселев А.Г., Пейсахов С.П. Относительные фазовые проницаемости при фильтрации смесей невязких нефтей с водой и газом // Применение невязких систем в добыче нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – С. 56–60.
192. Киселев Ю.В. Метод экспертных оценок // Экономика и методические методы. – 1967. – Т. III. – № 3.
193. Кисельман М.Л. Выбор направления работ по дефектоскопии изношенных обсадных колонн // РНТС. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИЭгазпром. – 1979. – № 1.
194. Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при глубоком бурении. – М.: Недра, 1971.
195. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972.
196. Китайгородский И.И., Кешицян Т.Н. Пеностекло. – М.: Наука, 1956.
197. Классификатор ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов (РД 39-1-148-79). – М.: ВНИИОЭНГ, 1979.
198. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при заканчивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра, 1998.
199. Княжев В.М., Плассеев А.В., Киселев В.Д., Колотыркин В.И. Роль компонентов сплава в формировании на нем пассивирующих слоев: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
200. Коваленко А.И., Миронова С.Н., Штейнберг Н.Г. Определение эффективности и коррозионной эффективности ингибиторов солейотложений // Тр. НПО “Союзтермнефть”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
201. Коваленко А.И., Яровой А.Ф. Защита внутренней поверхности промысловых коммуникаций от коррозионного разрушения // Проблемы комплексного изучения и опытного промышленного внедрения термических методов повышения нефтеотдачи пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. С. 84–92.
202. Коваленко А.И., Карпунин В.К., Болонкина Г.А. Результаты испытания покрытий для защиты от коррозии труб нефтяного сортамента // Вопросы технического и технологического обеспечения термических методов добычи высоковязких нефтей // Тр. НПО “Союзтермнефть”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991.
203. Козлов А.И. Исследование теплообмена при нагреве стальных заготовок в расплавленном стекле // Тр. ТИ. – Горький: Волго-Вят. кн. изд-во, 1967. – Т. XXIII. – Вып. 3. – С. 83–88.
204. Козуб Ю.И. Материалы с защитными покрытиями и оценка их работоспособности // Проблемы прочности. – 1970. – № 5.
205. Колачев Б.А., Габидуллин Р.М. О формах проявления водородной хрупкости в металлах и сплавах // Физико-химическая механика материалов. – 1976. – № 5.
206. Количественная и качественная оценка асфальтосмолопарафиновых веществ в пористой среде // В.М. Светлицкий, Е.А. Малицкий, О.В. Фещук, М.М. Москалюк // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1984. – № 5.
207. Колотов А.В., Кошелев А.Т. Нарушения целостности эксплуатационных колонн в группах скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири: Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
208. Комплексный прибор для контроля технического состояния обсаженных скважин методами радиометрии // Т.М. Семенова, Д.А. Бернштейн, Н.В. Лаптев, В.И. Костина, А.И. Ис-

ламов, А.Б. Абулин / Геофизическая аппаратура. – М.: Недра. – 1981. – Вып. 74.

209. Коробков Е.И. Механизм вытеснения из пластов высокопарафинистых нефтей при внутрипластовом горении // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10.

210. Королев А.И. Особенности комплексной защиты металлоконструкций от коррозии: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.

211. Кофстад П. Высокотемпературное окисление металлов: Пер. с англ. – М.: Мир, 1969.

212. Кошелев Н.Н., Самотой А.К. Инструкция по установке ванн для ликвидации прихватов. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1973.

213. Кошкин Б.В., Дрибинский А.В., Луковцев В.П., Давыдов А.Д. Коррозионное поведение гальванических покрытий из чередующихся тонких металлических слоев: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.

214. Краткий справочник по химии / Под ред. О.Д. Куриленко. – Киев: Высшая школа, 1965.

215. Красноярский В.В. Коэффициенты коррозионного износа стальных конструкций: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.

216. Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985.

217. Крыжановский Е.И., Хома Д.И. Протекторная защита резьбовых соединений буровых труб – эффективный способ повышения их долговечности: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.

218. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1980.

219. Крылов В.И., Лебедев Е.А., Худшудов В.А. Предупреждение и ликвидация поглощений промысловой жидкости в скважине при повышенных температурах и аномально высоких пластовых давлениях: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.

220. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1994.

221. Кузнецов П.И., Цлаф Л.Я. К вопросу о распаде жидкой струи на капли // Журнал технической физики. – 1958. – Т. 28. – № 6. – С. 1220–1223.

222. Куксов А.К., Бабаян Э.В., Шевцов В.Д. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении. – М.: Недра, 1992.

223. Кулиев С.М. Гравийные фильтры и опыт их применения на нефтяных промыслах. – Баку: Азнефтеиздат, 1951.

224. Кушнаренок Н.А., Бабаян Э.В., Кобзев В.А. Применение буровых эксцентриков типа ЭБ // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 8.

225. Латыпов Р.Ф., Шакуров Р.А., Николаев Б.В. Эффективность ремонта обсадных колонн стальными пластинами // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 5.

226. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1987.

227. Летченко В.К. Затрубные выбросы после цементирования обсадных колонн // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1954. – № 8.

228. Лехницкий С.Г. Теория упругости анизотропного тела. – М.: Недра, 1977.

229. Литвинова Е.И. Металл для эмалирования. – М.: Металлургия, 1964.

230. Локишин В.Я. Пороки эмалированных изделий и способы их устранения. – М.: Металлургия, 1964.

231. Лубенский А.П., Малеванский В.Д., Грачев В.В. Стенд для коррозионных испытаний трубных образцов: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 5, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.

232. Львов П.Г. Выбор технологического способа подачи ингибиторов отложения солей // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 10.

223. *Люшин С.Ф., Рагулин В.А., Галеева Г.В.* Предупреждение отложений неорганических солей и парафина при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 10.
224. *Магда С.П.* Коррозия и защита оборудования системы сбора нефти: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
225. *Макаренко П.П., Матвеев Д.Ф., Бережной И.В.* Совершенствование системы разработки малодебитных газоконденсатных месторождений // Газовая промышленность. – 1987. – № 11. – С. 10–11.
226. *Макаренко П.П.* Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. – М.: Недра, 1996.
227. *Макаров Ю.Е.* Опыт композиционного поверхностного легирования стали для повышения стойкости и сероводородной коррозии: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 5, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
228. *Макогон Ю.Ф.* Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985.
229. *Макогон Ю.Ф.* Образование гидратов в газоносном пласте в условиях многолетней мерзлоты // Газовая промышленность. – 1965. – № 5.
230. *Макогон Ю.Ф.* Экологические проблемы природных газогидратов: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
231. *Максutow Р.А.* Исследование прочности и износостойкости остеклованных насосно-компрессорных труб // Информационный сборник. – М.: ЦИНТИХИМнефтемаш. – 1969. – № 3.
232. *Максutow Р.А., Доброскок Б.Е., Вал Лин А.В.* Гидравлические потери напора в насосно-компрессорных трубах при закачке воды в нагнетательные скважины // НТС. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1969. – № 4.
233. *Максutow Р.А., Саттаров У.Г., Закиров М.И., Юсупов И.Г.* Коррозия обсадных и насосно-компрессорных труб // Исследователи – производству. – Альметьевск: ПО “Татнефть”, 1970. – Вып. 7.
234. *Малеванский В.Д.* Открытые фонтаны и борьба с ними. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
235. *Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фецуку О.В.* Установка для исследования выпадения и растворения парафинов в пористой среде // Газовая промышленность. – 1984. – № 1.
236. *Малицкий Е.А., Светлицкий В.М., Фецуку О.В.* Особенности фильтрации парафинистой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 4.
237. *Мамедов Т.М.* Добыча нефти с применением углеводородных растворителей. – М.: Недра, 1984.
238. *Мамедов А.А.* Нарушение обсадных колонн при освоении и эксплуатации скважин и способы их предотвращения. – М.: Недра, 1974.
239. *Матвеев Д.Ф., Тенишев Ю.С., Фуки Б.И.* Применение гидравлического разрыва пласта на месторождениях Ставропольского края: Обзор. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1975.
240. *Материалы*, используемые при вторичном цементировании скважин / И.А. Серенко, А.И. Булатов, А.Г. Кошелев и др.: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
241. *Межлумов А.О.* Использование азрированных жидкостей при проводке скважин. – М.: Недра, 1976.
242. *Методические указания.* Средства измерения для геофизических исследований в скважинах. Метрологические характеристики. Номенклатура и выбор комплекса (РД 39-4-172-79). – М.: ВНИИпромгеофизика, 1979.
243. *Методика* оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспорте обводненной нефти (РД 39-3-669-81). – Уфа, 1981.
244. *Методическое* руководство по термическим исследованиям скважин нефтяных месторождений в процессе их разработки (РД 39-9-250-79). – М.: ВНИИпромгеофизика, 1979.
245. *Методическое* руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах (РД 39-1-442-80). – М.: ВНИИ, 1980.

256. *Методика* глушения скважин при газонефтеводопроявлениях./Ю.Г. Терентьев, А.К. Куксов, Ю.С. Ропяной и др. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1979.
257. *Методика* расчета коэффициентов приемистости поглощающего пласта по данным гидродинамических исследований/В.И. Мищевич, В.И. Крылов, А.Н. Фурманов и др.//Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 9. – С. 11–13.
258. *Методика* расчета операций по установке цементных мостов в нефтяных и газовых скважинах. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1972.
259. *Методическое* руководство по применению и распознаванию образцов при промывке и креплении образцов/А.Х. Мирзаджанзаде, А.И. Булатов, А.Г. Аветисов и др. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1974.
260. *Методы* борьбы с выносом песка из нефтяных скважин: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980.
261. *Метсик Р.Э., Халлик А.А.* Определение содержания кислорода в углеводородах и в нефтяных продуктах: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
262. *Мирзаджанзаде А.Х., Барановский В.Д., Мамедов А.В.* Гидравлические расчеты в бурении: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 8.
263. *Мирзаджанзаде А.Х., Крылов В.И., Аветисов А.Г.* Теоретические исследования при решении задач предупреждения и изоляции поглощающих пластов: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОНГ, 1973.
264. *Мирсалаев С.Б., Скорняков Н.В.* Аварии и осложнения при капитальном ремонте скважины. – М.: Недра, 1965.
265. *Мищевич В.И.* Гидродинамические исследования поглощающих пластов и методы их изоляции при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974.
266. *Мовсумов А.А.* Гидродинамические причины осложнений при проводке нефтяных и газовых скважин. – Баку: АзербНИИР, 1965.
267. *Моисеева Л.С., Кузнецов Ю.И.* Ингибирование углекислотной коррозии нефтегазового промышленного оборудования: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
268. *Мощанский Н.А.* Плотность и стойкость бетонов. – М.: Госстройиздат, 1951.
269. *Муратов И.Р., Гасанов Г.Т., Шерстнев Н.М.* Влияние количества прокачиваемой жидкости на силу трения между глинистой коркой и металлической поверхностью на время существования вязкопластичного слоя//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1966. – № 11. – С. 25–27.
270. *Мусаев Р.М., Черников В.И.* Образование гидратов в сжиженных углеводородных газах//Газовая промышленность. – 1965. – № 5.
271. *Мухаметов М.Г., Севостьянов О.М.* Строительство скважин на Оренбургском газоконденсатном месторождении в условиях рапопроявлений: Экспресс-информ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ВНИИЭГазпром. – 1983. – Вып. 7.
272. *Низамов Э.И., Родионова Е.Т.* Защита нефтепромысловых трубопроводов от внутренней коррозии покрытиями на полимерной основе: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт., 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
273. *Никитченко В.Г., Кисельман М.Л., Юрьев В.А.* Установка для гофрирования труб//Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 4.
274. *Никишин В.А.* Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении скважин: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
275. *Новаковский В.М.* Преодоление коррозии – важнейшая задача науки: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина 1995.
276. *Новая технология* гидробародинамической ингибиторной защиты от коррозии нефтегазовых промысловых трубопроводов/В.В. Петров, Н.Д. Войтех и др.: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 5, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
277. *Новая* обвязка устья скважин для расхаживания обсадных колонн при цементировании без стояков/Е.М. Левин, Г.Г. Мишучкин, А.Н. Костыркин и др.//РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1976. – № 7.

278. *Номикосов Ю.П.* О влиянии толщины глинистой корки на цементировку скважин // *Тр. Акад. нефт. пром-ти.* – М.: Гостоптехиздат. – 1952. – Вып. 2.
279. *Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов* / В.Р. Радковский, Д.В. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич и др. – М.: Недра, 1996.
280. *Овчаренко Ф.Д.* Гидрофильность глин и глинистых минералов. – Киев: Изд-во АН УССР, 1961.
281. *Олейников И.Д., Корниленко М.А., Ершов Г.А.* Открытые фонтаны и способы их ликвидации. – Грозный: СевКавНИИ, 1966.
282. *Определение горного давления на обсадную колонну в наклонных скважинах* // *Техника и технология крепления скважин* // *Тр. ВНИИКРнефть.* – 1975. – № 9. – С. 420–425.
283. *Опыт бурения скважин с промывкой азрированным буровым раствором в Башкирии* / Н.М. Ризванов, Н.Ф. Кагарманов, Р.Ж. Вахитов и др. // *РНТС. Сер. Бурение.* – М.: ВНИИОЭНГ. – 1976. – № 12. – С. 9–11.
284. *Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах: Обзор. информ. Сер. Добыча.* – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
285. *Опыт ликвидации мощного газового фонтана* / В.С. Поповин, Р.А. Абдуллин, А.П. Егоров и др. – М.: Недра, 1972.
286. *Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свихнушин Н.М.* Влияние промывочной жидкости на свойства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976.
287. *Отрадных А.В.* Способ ликвидации газопритоков в нефтегазовых скважинах // *Вопросы вскрытия и разобнения продуктивных пластов на месторождениях Западной Сибири* // *Тр. СибНИИНП.* – Тюмень, 1983.
288. *Отчет о НИР по этапу 4.1. “Разработать стойкие в условиях термического воздействия на пласт стеклоэмалевые покрытия и технологию их нанесения на трубы нефтяного сортамента”.* – Краснодар: ВНИПИтермнефть, 1985.
289. *Пат. 1797591 СССР, Аз.* Система конвейеров для перемещения длинномерных цилиндрических изделий / В.Ф. Будников, А.А. Беглов, А.Ф. Яровой, О.А. Касакова (СССР). – Бюл. № 7, 1993.
290. *Пат. 2050277 СССР, С1.* Устройство для распыления жидкого материала / В.Ф. Будников, А.А. Беглов, Ю.К. Канаки (СССР). – Бюл. № 35, 1995.
291. *Пат. 1836489 СССР, Аз.* Способ нанесения антикоррозионного теплоизоляционного покрытия на внутреннюю поверхность трубы / В.Ф. Будников, Ю.И. Бакалин (СССР). – Бюл. № 31, 1993.
292. *Пат. 2056988 СССР, С1.* Способ сварки труб с эмалевым покрытием / В.Ф. Будников, А.А. Шачин, Н.Д. Войтех (СССР). – Бюл. № 9, 1996.
293. *Пат. 2061169 СССР, Е21В.* Способ предотвращения газонефтеводопроявлений и межпластовых перетоков в заколонном пространстве скважины / В.Ф. Шипица, П.П. Макаренко, Ю.М. Басарыгин, А.Я. Петерсон (СССР). – Бюл. № 15, 1996.
294. *Пат. 5184679 США, МКИ⁵ Е 21 В 43/04.* Gravel packing process. НКИ 166/278.
295. *Пат. 5219025 США, МКИ⁵ Е 21 В 43/04.* Method and apparatus for gravel packing a well traugt a tubing string. НКИ 166/278, 166/51.
296. *Пат. 45535 США.* Method for forming a gravel packed horizontal well. НКИ 95.
297. *Пат. 4558742 США, МКИ⁵ Е 21 В 43/04.* Method and apparatus for gravel packing horizontal wells. НКИ 166/275.
298. *Пат. 5213414 США, МКИ⁵ В 28 С 5/38.* Mixing apparatus.
299. *Пат. 4662446 США, МКИ⁵ Е 21 В 43/10.* Linar seal and method of use. НКИ 166/278.
300. *Пат. 11889 Япония.* Способ безокислительного нагрева металла / Асаэ Тосио (Япония). НКИ 101710.
301. *Павлов П.А.* Механические состояния и прочность материалов. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1980.
302. *Панасюк В.В., Саврук М.П., Дацьшин А.П.* Распределение напряжений около трещин в пластинах и оболочках. – Киев: Наукова Думка, 1976.
303. *Пеньков А.И., Лукьянов В.А.* Прихват инструмента и оценка свойств промывочных растворов // *НТС. Сер. Бурение.* – М.: ВНИИОЭНГ. – 1965. – № 3. – С. 3–6.

304. *Петцольд А., Пешман Г.* Эмаль и эмалирование: Справочник: Пер. с нем. – М.: Металлургия, 1990.
305. *Петцольд А.* Эмаль: Пер. с нем. – М.: Металлургия, 1958.
306. *Погребова И.С., Кондрашева Н.В., Панасенко В.Ф., Лоскутов В.Ф.* Комбинированная защита металлов на основе диффузионных покрытий и ингибиторов коррозии: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
307. *Ползучесть* осадочных горных пород. Теория и эксперимент/Ж.С. Ержанов, А.С. Сагинов, Г.Н. Гуменюк и др. – Алма-Ата: Наука, 1970.
308. *Полозов А.Е., Санжаровская С.Ф.* Коррозия и защита стальных свай при обустройстве Бованенковского и Харасавэйского газоконденсатных месторождений: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
309. *Потоцкий А.И.* Особенности крепления и ремонта газовых скважин на северных площадях Краснодарского края: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ЦНИИ-ТЭИнефтегаз, 1962.
310. *Правила* ведения ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97). – Краснодар: ОАО “НПО Бурение”, 1997.
311. *Предотвращение* отложения парафина и асфальтосмолистых веществ в добыче нефти на месторождениях с различными геолого-физическими условиями/Ю.В. Шамрай, В.И. Гусев, В.А. Покровский и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
312. *Применение* ингибитора парафиноотложений комплексного действия СНПХ-7941/Г.М. Рахматуллина, Е.Л. Володина, С.Н. Запеклая, Ф.С. Гарифуллин//Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 2.
313. *Применение* остеклованных труб и деталей в нефтяной промышленности: Обзор. информ. Сер. Добыча. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
314. *Применение* стеклоэмалевых покрытий труб для предотвращения парафиноотложений в скважинах/В.Ф. Будников, А.П. Ивлев, Ю.Я. Кулиджанов и др.: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 8.
315. *Пругула В.В.* Низкотемпературная почвенная коррозия магистральных трубопроводов и катодная защита от нее в условиях опасности водородного охрупчивания: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
316. *Протасов В.Н.* Полимерные защитные покрытия в центробежных насосах и запорной арматуре//Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 7. – С. 26–28.
317. *Пути* повышения коррозионной стойкости низколегированной стали для глубоководных оснований стационарных платформ в Каспийском море/А.М. Шляфирнер, В.С. Лактюшин, Г.П. Якубова и др.: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
318. *Пустовойтенко И.П.* Аварии в бурении. – М.: Недра, 1965.
319. *Пустовойтенко И.П., Дыма И.А.* Применение объемных печатей для определения контуров предметов в скважине//НТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – № 1.
320. *Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П.* Справочник мастера по сложным буровым работам. – М.: Недра, 1983.
321. *Рабиа Х.* Технология бурения нефтяных скважин. – М.: Недра, 1989.
322. *Рабинович Н.Р.* Определение сил прихвата труб в скважине под действием перепада давления//Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 6. – С. 13–16.
323. *Рабинович Н.Р., Кескинов Ю.Г., Шурыгин М.Н.* Метод расширения в задачах термупругости для тел с дефектами//Изв. Сев.-Кав. Науч. центра высшей школы/Сер. Естественные науки. – 1983. – № 2. С. 42–44.
324. *Рабинович Н.Р., Шурыгин М.Н.* Оценка устойчивости стенок скважин на основе теории трещин//Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 22–24.
325. *Рабинович Н.Р.* Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989.
326. *Работнов Ю.Н.* Ползучесть элементов конструкций. – М.: Наука, 1966.

327. *Разницын В.В.* Влияние дебита и обводненности на процесс отложения парафина в нефтяных скважинах месторождения Узень: Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1986. – Вып. 2.
328. *Разработка* методов и средств электрохимической защиты и контроля магистральных газопроводов/Н.А. Петров, В.Д. Сулимин, В.Е. Степанов и др.: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 5, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
329. *Рапин В.А.* Оптические методы исследования скважин в СССР и за рубежом// Региональная, разведочная и промысловая геофизика. – М.: ВИЭМС, 1976.
330. *Рахимов А.К., Бахроми Э.С.* Устройство для автоматического долива бурового раствора в скважину и обнаружения проявлений в ходе спускоподъемных операций//РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – № 3. – С. 15–16.
331. *Родионова И.Г., Шаповалов Э.Т.* Перспективы использования труб, планированных коррозионностойкими сталями, для обеспечения безаварийной работы нефтепроводов: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
332. *Руководство* по креплению призабойной зоны цементно-карбонатным составом. – Баку: АзНИПИнефть, 1981.
333. *Руководство* по технологии проведения промыслово-геофизических исследований в скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами (РД 39-4-274–79). – М.: ВНИИпромгеофизика, 1979.
334. *Руководство* по применению вязкоупругих композитных систем при проведении ремонтных работ в скважинах (РД 39-1-465–80). – М.: ВНИИ, 81.
335. *Русанов А.И., Левичев С.А., Жаров В.Г.* Поверхностное разделение веществ. – Л.: Химия, 1981.
336. *Рязанов Н.Ф., Герцен И.П.* Условия применения гидравлических ясов открытого типа с испытателями пластов в глубоких скважинах//НТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1971. – № 8. – С. 25–27.
337. *Сайфуллин Р.С.* Неорганические композиционные материалы – М.: Химия, 1989.
338. *Самотой А.К.* Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1979.
339. *Самотой А.К.* Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984.
340. *Самотой А.К.* Некоторые особенности развития процесса прихвата бурильного инструмента в условиях действия высоких температур и давлений//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1970. – № 3. – С. 22–24.
341. *Саяхов Ф.Л., Фатыхов М.А., Насыров Н.М.* Исследование разложения гидрата в высокочастотном электромагнитном поле: Докл. на Междунар. конф. “Разработка газоконденсатных месторождений”, секция 6, Краснодар, 29 мая – 2 июня 1990 г.
342. *Свидерский В.А., Савчук В.В., Лавриненко С.В., Соловьев В.И.* Антикоррозионные свойства кремнийорганических наполненных защитных покрытий: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
343. *Свистунова Т.В., Шлямнев А.П.* Коррозионностойкие стали и сплавы: состояние и направления развития: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
344. *Северинчик Н.А., Лудчак Е.В.* Пластичная резьбовая смазка ГС-2: Тез. докл. на Всесоюз. совещ. по защите от коррозии нефтегазового оборудования в процессе строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности, пос. Красный Курган, окт. 1987 г. – М.: ВСНТО, 1987.
345. *Сеид-Рза М.К., Исмаилов Ш.И., Орман Л.М.* Устойчивость стенок скважины. – М.: Недра, 1981.
346. *Сеид-Рза М.К., Радишов Х.Я., Сулейманов Э.М.* Исследование влияния запаздывания выхода бурового раствора из скважины на процесс спуска колонн//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1984. – № 11. – С. 24–28.
347. *Сеид-Рза М.К.* Технология бурения глубоких скважин в осложненных условиях. – Баку: Азернешр, 1963.

348. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.М., Хачатуров А.А. Об изменении динамического пластового давления при установке ванн // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1969. – № 2. – С. 15–17.
349. Сеид-Рза М.К. Некоторые вопросы бурения глубоких скважин в осложненных условиях Азербайджана // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 10. – С. 6–10.
350. Семенякин В.С., Балабешко В.В., Поляков Г.Г. Определение гидростатического давления в глубоких скважинах // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 5–7.
351. Сидоров Н.А., Ковтунов Г.А. Осложнения при бурении скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1969.
352. Сидоров И.А. Восстановление герметичности обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
353. Симонов В.А., Средин Ю.И. Проблема пескопроявлений на месторождении Каражанбас // Тр. НПО “Союзтермнефть”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
354. Система долива бурового раствора в скважину / А.М. Фунтов, А.Е. Леонтьев, Ю.Н. Садиков, В.Х. Шульгин // Газовая промышленность. – 1983. – № 9.
355. Смирнов Н.С., Простаков М.Е. Очистка поверхности стали. – М.: Металлургия, 1965.
356. Смирнов Н.С. Обмен опытом производства стальной эмалированной посуды. – М.: ГОСИНТИ, 1959.
357. Смольников Н.В., Ивлев А.П. Совершенствование способов борьбы с парафином в условиях интенсивных солеотложений и коррозии месторождений полуострова Мангышлак. – Шевченко: КазНИПИнефть, 1981.
358. Современное состояние технологии установки цементных мостов в условиях возникновения осложнений / М.О. Ашрафьян, О.А. Лебедев, Н.М. Саркисов и др.: Обзор. информ. – М.: ВНИИОЭНГ. – 198. – Вып. 12.
359. Соловкин О.Е. Об интенсивности выноса песка из пластов, имеющих пластическую область // Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1996.
360. Составы для растворения солевых отложений в скважинном и другом нефтепромысловом оборудовании / В.М. Лимановский, Л.Б. Хусид, С.Н. Лузин и др. // Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1996.
361. Спаркин Д.Д., Хаген Р.У. Создание гравийных фильтров в скважинах с наклонным или горизонтальным стволом // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1992. – № 10.
362. Справочная книга по добыче нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974.
363. Справочник физических констант горных пород / Под ред. С. Кларка. – М.: Мир, 1969.
364. Стекло О.И., Басиев К.Д., Есиев Т.С. Прочность трубопроводов в коррозионных средах. – Владикавказ: РИПП им. В.А. Гасиева, 1995.
365. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под ред. А.Я. Сарояна. – М.: Недра, 1987.
366. Сулейманов А.В., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. – М.: Недра, 1984.
367. Сулейманов А.В., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: Недра, 1987.
368. Сухенко Н.И., Крылов В.И. Изоляция зон поглощения при бурении: Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1969.
369. Таран В.Д., Суворов А.Ф. Нагрев стыков труб магнитоуправляемым зарядом для прессовой сварки // Нефть и газ. – 1964. – № 10.
370. Тезисы докладов и сообщений на Всесоюзном совещании на тему: “Проблема прихватов, современные способы их предупреждения и ликвидации”. – Краснодар: ВНИИКР-нефть, 1973.
371. Тезисы докладов и сообщений второй Всесоюзной конференции – дискуссии “Газопроявления в скважинах и борьба с ними”. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1970.
372. Теория и практика заканчивания скважин / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др. – М.: Недра. – 1997. – Т. 1–5.
373. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горногеологических условиях (РД 39-0147009). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988.

374. *Технология* приготовления и применения жидкостей без твердой фазы, обеспечивающая глушение скважин в условиях АВПД и сероводородной агрессии (РД 39-01/02-001-89). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1989.
375. *Технология* ремонта внутрискважинного оборудования на скважинах месторождения Тенгиз (РД 39Р-0147009-736-89). Краснодар: ВНИИКРнефть, 1989.
376. *Технология* управления скважиной при газонефтепроявлениях в различных горно-геологических условиях (РД 39-0147007-544-87). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988.
377. *Тиксотропия* бурового раствора и гидростатическое давление в скважине/В.Г. Калинин, Г.Д. Суханосов, В.К. Выстороп и др.//Перспективы нефтегазоносности Прикаспийского региона и геолого-технические особенности строительства скважин//Тр. ВолгоградНИПИ-нефть. – 1984. – С. 131–138.
378. *Типовой* технологический процесс подготовки к эксплуатации обсадных труб (РД 39-2-198-79). – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979.
379. *Типовой* технологический процесс подготовки к эксплуатации и ремонта бурильных труб (РД 39-2-196-79). – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979.
380. *Типовой* технологический процесс подготовки к эксплуатации и ремонта насосно-компрессорных труб (РД 39-2-197-79). Куйбышев: ВНИИТнефть, 1979.
381. *Типовые* и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ (РД 38-4-78-78). – М.: ВНИИпромгеофизика, 1978.
382. *Трахтман Г.И., Казак А.С.* Новое в технологии добычи нефти и ремонте скважин за рубежом: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело – М.: ВНИИОЭНГ, 1989.
383. *Тронов В.П., Голиков Н.Д.* О механизме образования солевого камня на поверхности оборудования//Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 6.
384. *Умрихина Е.Н., Блажевич В.А.* Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. – М.: Недра, 1966.
385. *Усачев П.М.* Гидравлический разрыв пласта – М.: Недра,
386. *Федоров В.С., Александров М.М.* К вопросу о прихвате бурильных труб под действием гидростатического давления//Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. – 1960. – № 4. – С. 29–36.
387. *Физико-химическая* кольтматация истинными растворами в бурении/М.Р. Мавлютов, А.В. Поликарпова, А.Г. Нигматулина и др.: Обзор. информ. – М.: ВИЭМС, 1990.
388. *Физико-химические* свойства окислов: Справочник/Под ред. Г.В. Самсонова. – М.: Недра, 1978.
389. *Фриндлендер Л.Я.* Справочник по прострелочно-взрывной аппаратуре. – М.: Недра, 1983.
390. *Фролова Е.Г., Кулямина Л.Л., Журавская Т.М.* Технология изготовления стальных труб с внутренним стеклянным покрытием//Стекло и керамика. – 1969. – № 12.
391. *Харламов В.И., Кудрявцев В.Н., Ваграмян Т.А.* Защитные гальванические покрытия на основе цинка и его сплавов: Тез. докл. на II Междунар. конгр. “Защита – 95”, Москва, нояб. 1995 г. – ГАНГ им. И.М. Губкина, 1995.
392. *Исследование* коррозионной активности ингибиторов солеотложения/Харьковская Н.Л., Подобаев Н.И., Цеханская Н.Р. и др.//НТС. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1983. – № 3.
393. *Хауфе К.* Реакции в твердых телах и на их поверхности. В 2-х т.: Пер. с англ. – М.: Иностранная лит. – 1963. – Т. 1.
394. *Хелмик В.Е., Лонгли А.Д.* Прихват бурильной колонны под влиянием перепада давлений. – М.: ГОСИНТИ, 1958.
395. *Хорошилов В.А., Малышев А.Г.* Предупреждение и ликвидация гидратных отложений при добыче нефти: Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986.
396. *Хуришудов В.А., Балабешко В.В., Семенякин В.С.* Влияние температуры и давления на плотность бурового раствора//Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 7. – С. 9–11.
397. *Целищев В.Ф., Белоусов Г.А.* Определение формы поглощающих каналов с помощью печати//НТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1974. – № 3. – С. 31–33.

398. *Цементирование эксплуатационных колонн в скважинах с не полностью изолированными зонами поглощения*/Р.Х. Ибатуллин, Т.Н. Бинчурин, Н.П. Трифонов и др.//РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1970. – № 11.
399. *Шамрай Ю.В.* Эффективность применения ингибитора парафиноотложений СНПХ-7215 на месторождении Узень: Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1986. – Вып. 11.
400. *Шамрай Ю.В.* Влияние температуры потока нефти на удаление асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ: Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1986. – Вып. 3.
401. *Шамрай Ю.В., Шаркизянов Р.Г.* Промышленные испытания удалителей и ингибиторов АСПО//Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 4.
402. *Шамсиев А.А.* Обвалы пород при бурении нефтяных и газовых скважин. – Баку: Азнефтеиздат, 1955.
403. *Шаньгин Н.Н.* Применение гравийных фильтров. – М.: Гостоптехиздат, 1950.
404. *Шаповалов В.И.* Влияние водорода на структуру и свойства железоуглеродистых сплавов. – М.: Металлургия, 1989.
405. *Шевцов В.Д.* Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 1988.
406. *Шевцов В.Д.* Регулирование давлений в бурящихся скважинах. – М.: Недра, 1984.
407. *Шевцов В.Д.* Планирование минимального риска неуправляемого выбора//Технология строительства газовых и морских нефтяных скважин в сложных горно-геологических условиях. – М.: ВНИИГаз, 1987.
408. *Шерстнев Н.М., Григорян А.А.* Исследование влияния сил взаимодействия на прихваты труб//Нефтяное хозяйство. – 1966. – № 10. – С. 16–20.
409. *Шмыгля П.Т., Брагин В.А., Динков В.А.* Проектирование разведки и эксплуатации газоконденсатных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
410. *Шинкур Д.Х.* Применение песчаного фильтра, спускаемого на канате, сокращает расходы на подземный ремонт скважины//Нефтегазовые технологии. – 1997. – № 1.
411. *Эмаль и эмалирование металлов.* – Л.: ЛЦВТИ, 1967.
412. *Эмалирование металлических изделий*/Под ред. В.В. Варгина. – М.: Машиностроение, 1972.
413. *Эйтель В.* Физическая химия силикатов. – М.: Машгиз, 1962.
414. *Юрьев В.А., Макаренко П.П., Царькова Л.М.* Устройство для установки стальных пластырей на дефект обсадных колонн ДОРН-ЗМ//Тр. СКО РИА. – Краснодар, 1995.
415. *Яремийчук Р.С., Светлицкий В.М., Савьюк Г.П.* Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей. – Киев: УкрГІПРО-НІИНефть, 1993.
416. *Ясагин А.М.* Ликвидация нефтегазопроявлений в процессе бурения нефтяных и газовых скважин//РНТС. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – Вып. 3. – С. 2–11.
417. *Bardenheuer P., Thanheiser G.* Untersuchung uber das Beizen von Kohlenstoffarmen Flubstahlblechen. Stahl und Eisen. – 1927. – N 49.
418. *Birzer F.* Wahl der gelignetew Werkzeugwerkstoffe und Warmebehandlung fur Fechschnid Werkzeugl//Stahl und Eisen. – 1985. – N 2. – S. 19–31.
419. *Beitrag zur Komatnis wasserstoffbedingter Emaillierensehden.* Vortragsref. Mitt. Ver. Dtsch. Emailfachleute, 12 (1964).
420. *Buelen R.S.* The retrievable casing liner a nev production tool//J. of Canadion Petrol. Technol. – 1966. – Vol. 5. – N 1.
421. *Campise N.O., Goulet L.* New approack to casing patch//Oilweek. – 1966. – Vol. 17. – N 11.
422. *Catalog "Dresser Atlas".* – Your Casing Evaluating Specialists: Dresser Industries inc., 1980.
423. *Dietzel A.* Emaillierung Wissenschaftliche Grundlagen und Grudzuge der Technologie. – Springer – Verlag Berlin – Heidelberg: New-York, 1984.
424. *Desbrandes R.* Encyclopedio of well logging. – London, 1985.

425. *Dikinson W.* The ultrashort – radius radial sistem//SAE drilling engineering. – 1989. – IX. – Vol. 4. – N 3. – P. 247–254.
426. *Dsenberg.* Maschinenbau//Der Betrieb. – 1938. – B. 17. – S. 12.
427. *Dowson R., Marrison B.* Barite – plug design for better well control//Oil and gas. – 1982. – III. – Vol. 80. – N 10. – P. 176–178, 187.
428. *Ebert L.I., Cadd I.D.* Fiber Composite Materials. – Ohio, 1965.
429. *Eison T.D.* High – angle gravel-pack completion studies//Petrol. Technol. – 1985. – Vol. 37. – N 7. – P. 1635–1640.
430. *Erdogan F.* Crack-proragation theories//Fracture N-4. – London: Academic. Press. 1968. – P. 70–77.
431. *Fischer W.A., Hoffmann A.* Der wustitzerfall in der Zunderschicht von eisenproden//Arch. Eisenhüttenwes. – 1959. – N 20.
432. *Giddings R.A., Gordon R.S.* Review of oxygen activities and phase boundaries in Wustite as determind by electromotive-force and gravimetric thods//Am. Ceram. Soc. – 1973. – N 56.
433. *Grace R.D., Shursen I.L.* Different techniques need when making decisions about unusial well-Kill situations/Oil and gas. – 1986. – N 3. – P. 64–75.
434. *Green K., Moerbe E.* Drilling mud and rock bits//Drilling. – 1977. – VIII. – Vol. 38. – N 11. – P. 60–62.
435. *Gurley D.G., Design.* Plan and exicution of gravel-pack operations for maximum productivity//Petrol. Technol. – 1977. – N 10. – P. 1259–1266.
436. *Hauffe K.* Oxydation von Metallen und Metallegierungen. Berlin, Gottingen, Heidelberg: Springer. 1956. – Theorie der Zunder-vorgange an Metall-Legierungen//Arch. Eisenhüttenwes. – 1953. – N 12.
437. *Hilderbrand Y., Schwenk W.* Untersnchungen uder olie Fischuppenanfalligkeit email-lierter Feinbleche und ihre Prufmlichkeiten//Mitt. Ver. Dtsch. Emailfachleute. – 1971. N 19.
438. *Hoberock L.L., Thomas D.C., Nickens H.V.* Here's how compressibity and temperature affect botlom – hole mud pressure//Oil and Gas. – 1982. – III. – P. 195–164.
439. *Jennings E.R., Vincent R.P.* How Pan American repairs casing with glass – fabric – coated liners//Oil and gas. – 1959. – Vol. 57. – N 15.
440. *Jthomas D.S., Zea S.F., Turek E.A.* Gas solubility in oil-based drilling fluid//J.P.T. – 1984. – N 6. – P. 959–968.
441. *Kazinczy de F.* Effect of stresses on hydrogen diffusion in steel//Yernkont. Ann., 139 (1955).
442. *Kemp G.* Field results of the stressed steel liner casing patch//Petrol. Technol. – 1964. – Vol. 26. – N 2.
443. *Kubaschenski O., Goldbeek O.* Uber das Zundern von Legierugen//Metalloberfläche. – 1953. – N 7.
444. *Maly G.P.* Minimazing formation damage. Proper fluid selection helps avoid dam-age//Oil and Gas. – 1976. – II. – Vol. 74. – N 12. – P. 68–70.
445. *Maly G.P.* New gravel – pack tool for improving pack placement//Petrol. Technol. – 1974. – N 1. – P. 19–24.
446. *Mc. Cabe C.* Gravel infuser creates new interest in water packing//Ocean Industry. – 1991. Vol. 26. – N 26. – P. 30–33.
447. *Mills P.G.* Blowout prevention. – Boston: International development comporation. 1987.
448. *Nini C.I.* Successful high – angle gravel packing technical conference and exhibiton. San Francisco, C.A. October 5–8, 1983, N 12105.
449. *Pandey S.N.* Investigations on use of polymer solutious for trausporting gravels to the bottom of oil wells for sand coritrol//Res. and Ind. – 1995. – Vol. 40. – N 1. – P. 28–32.
450. *Pavlich I.P.* Field Results of cementing operation using slurries containing a Fluidloss additive for cement//Petrol. Technol. – 1962. – Vol. 14. – N 5. – P. 477–482.
451. *Pfeifer H.* Uber olie Wirkung von Phasengrenzreaktionen beider Oxygation von Metal-len und Legierungen bei hohen Temperaturen//Electrochemie. – 1952. – N 56.
452. *Peters F.K.* Untersuchungen uber den Aufbau und olie Haftfestigkeit von Zunder-schichten auf Grobblechen unlegiertem Stahl//Arch. Eisenhüttenwes. – 1957. – N 28.

453. *Reinhart N.R.* Down hole television//Producers Monthly. – 1963. – Vol. 27. – N 12.
454. *Rintoul B.* Unocal stretches horizontal limits with four triterial channel wells//Pacific Oil and Gas world. – 1994. – Vol. 85. – N 10. – P. 12.
455. *Scheuch H., Taxhel H.* Diffusion und Durchgang von Waaserutoff bei reinem Eisen und bei Stahl un Bereich hoherer Temperaturen//Arch. Eisenhuttenwes. – 1959. – N 30.
456. *Send* und Enturcklungstendenzen auf dem Gebiet der Werkzeugstahle/H.I. Bercker, H. Brandis, P. Gumpei, E. Haberling//Stahl und Eisen. – 1985. – N 5. – S. 33–42.
457. *Schenerman R.F.* A new look at gravel-pack carrier fluid//SPE Prod. Engineer. – 1986. – Vol. 1. – N 1. – P. 9–16.
458. *Sousier I.* Considerations in gravel-pack design//Petroll. Technol. – 1974. – N 2. – P. 205–212.
459. *Sparlin D.D.* Gravel packing horizontal and high-angle Wells//World Oil. – 1992. – Vol. 213. – N 3. – P. 45–46.
460. *Stein N.* Use of Tetrakis to shut off water in well drilling with air or gas. Drilling and Production Practice, 1963: ANJ, 1964.
461. *Theodor T.* Gravel packing feasible in horizontal well completions//Oil and Gas. – 1990. – Vol. 88. – N 24. – P. 33–37.
462. *Thomas B.* Horizontal well completion//Ocean Industry. – 1991. – III. – Vol. 26. – P. 23–25.