

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 622.243.2

ББК 33.131

Г 47

Рецензент проф., д-р техн. наук, акад. МАИ *Н.Х. Каримов*

Г 47 **Гильязов Р.М., д.т.н.**

Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. –
М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – 255 с.: ил.
ISBN 5-8365-0115-7

Приведен анализ существующих в России и за рубежом технологий и техники бурения и заканчивания скважин с боковыми стволами (БС). Показана достаточно высокая эффективность строительства БС на месторождениях в поздний период эксплуатации. Рассмотрены новые конструктивные решения оборудования для вырезания окна в эксплуатационной колонне, технологии забуривания дополнительного ствола, его расширения и крепления. Описаны новые рецептуры буровых растворов на полигликолевой основе. Показаны перспектива бурения многоствольных скважин и частично апробированные технические решения его реализации, приведены теоретические расчеты проводки боковых стволов с заданными параметрами искривления.

Для широкого круга инженерно-технических работников нефтяной отрасли. Может быть полезна студентам высших учебных заведений соответствующих профилей.

Gilyazov R.M.

Drilling Oil Wells with Lateral Boreholes.

Technology and methods for drilling and completing wells with lateral boreholes being in practice in Russia and abroad are analyzed. Sufficiently high efficiency of lateral borehole construction in the fields during the last operational period is demonstrated. Also considered are the new design solutions for the equipment intended to cut windows in exploitation wells together with the methods of drilling, widening and fastening additional boreholes. The description is given for the new prescriptions of drilling mortars composed on the base of polyglycol. The prospects for drilling multiple borehole wells are shown together with partially approved technical solutions of its realization; also present is the theoretical calculation for construction of lateral boreholes with borehole deviation parameters required.

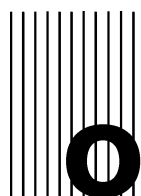
Advisable for wide area of engineers and technicians engaged in oil industry. May be also useful for students in higher educational institutes of the corresponding specialties.

ISBN 5-8365-0115-7

© Р.М. Гильязов, 2002

© Оформление. ООО

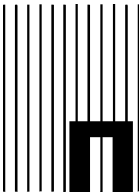
“Недра-Бизнесцентр”, 2002



Оглавление

Предисловие.....	5
1. БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТОЛОВ ИЗ СТАРОГО ФОНДА СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ.....	9
1.1. История развития бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.....	9
1.2. Результаты бурения боковых стволов на старом фонде скважин в Республике Башкортостан.....	15
1.3. Опыт бурения боковых стволов на промыслах Татарстана и Удмуртии.....	22
1.4. Проблемы и опыт бурения боковых стволов в Западной Сибири....	24
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТОЛА И ПРИМЕНЯЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.....	31
2.1. Основные типы профилей скважин с боковыми стволами.....	31
2.2. Технология и техника вскрытия окна в эксплуатационной колонне	35
2.3. Совершенствование конструкции и технологии производства инструмента для забуривания боковых стволов с помощью клина-отклонителя.....	54
2.4. Разработка и испытание опорно-центрирующих элементов для КНБК.....	64
2.5. Технология и техника для забуривания бокового ствола.....	74
2.6. Способы обеспечения забуривания боковых стволов в осложненных условиях.....	78
3. ОСНОВЫ РАСЧЕТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН.....	88
3.1. Гидравлические потери в скважине при бурении боковых стволов. Особенности выбора насосного оборудования при различных способах бурения.....	88
3.2. Расчет осевых нагрузок и потерь момента кручения по длине буровой колонны при бурении бокового ствола скважины.....	98
3.3. Анализ и исследования устойчивости КНБК к изменению горно-геологических условий и технологических параметров проводки бокового ствола.....	109
3.4. Разработка КНБК повышенной устойчивости для безориентированного управления и стабилизации зенитного угла и азимута бокового ствола.....	114
3.5. Выбор минимально допустимого радиуса искривления бокового ствола.....	130

3.6. Выбор схемы и геометрических параметров локального или сплошного расширения боковых стволов для повышения качества цементирования скважин.....	132
4. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ПОЛИГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН.....	141
4.1. Физико-химические факторы, вызывающие развитие осложнений и загрязнение продуктивных отложений при заканчивании скважин ...	142
4.2. Выбор методики исследования влияния буровых растворов на нефтепроницаемость коллекторов.....	155
4.3. Рецептуры буровых растворов на полигликолевой основе, обеспечивающих максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.....	162
4.4. Применение полигликолевых растворов при бурении скважин в АНК "Башнефть"	187
5. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ	204
5.1. Проектирование гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков в БС и расчет ожидаемых давлений на устье и забое скважин.....	204
5.2. Тампонажные материалы и растворы	227
5.3. Технические средства и оснастка обсадной колонны	230
5.4. Технология спуска и крепления хвостовиков при сплошном цементировании заколонного пространства	239
5.5. Технология крепления колонн-хвостовиков в боковом стволе с оставлением забоя открытым (без цементирования заколонного пространства против продуктивного пласта).....	245
Список литературы.....	249



Предисловие

Известно, что разработка нефтяного месторождения связана с ухудшением технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов. Неизбежно наступает период, когда продолжение эксплуатации сначала каких-либо групп скважин, а потом и всего месторождения становится нерентабельным для нефтедобывающего предприятия.

Широко используемые технологии разработки нефтяных месторождений, основанные на бурении вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяют извлечь лишь до 50 % нефти. Поэтому последние несколько десятилетий идет активный поиск эффективных методов увеличения нефтеотдачи пласта. Одним из таких методов, нашедших широкое распространение во всех нефтяных регионах мира, является бурение горизонтальных (ГС), разветвленно-горизонтальных (РГС) и многозабойных (МЗС) скважин, а также боковых стволов (БС) из старого фонда скважин. Башкирские нефтяники – признанные лидеры нового метода. Еще в 1951–1955 гг. было пробурено около 50 горизонтальных стволов на рифовых месторождениях Ишимбайского региона. Несомненно, этот опыт оказался весьма поучительным. Однако из-за некоторых причин, прежде всего недостаточной теоретической базы, внедрение метода было приостановлено почти на 40 лет.

Темпы развития бурения ГС и БС за рубежом исключительно высоки. Так, если первые прогнозы составляли около 6000 ГС в 2000 г., то последующий прогноз фирмы “Пройссаг” составил уже 9000–10 000 ГС, а по новым прогнозам некоторых экспертов США и Канады предполагается пробурить 20 000–30 000 ГС.

К сожалению, темпы внедрения горизонтальных скважин в СНГ, и, в частности, в России значительно ниже мировых, хотя и получены положительные результаты, позволяющие сделать весьма важные выводы.

Оказалась оправданной и, возможно, единственно верной концепция системного подхода и комплексного решения проблемы добычи нефти с применением ГС. Только тесное сотрудничество геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков и промысловиков может обеспечить успех новой технологии.

Проведенные Башнипинефтью и АНК «Башнефть» в течение 10 лет комплексные исследования, накопленный опыт бурения и эксплуатации ГС подтверждают высокую эффективность и перспективность нетрадиционного способа разработки, возможность существенного повышения дебитов скважин и нефтеотдачи пластов.

В последние годы много внимания уделяется разработке технологии бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) из старых обсаженных скважин с целью их восстановления. Из работ профессора Н.Ф. Кагарманова [1, 2] под горизонтальными скважинами подразумеваются и БС с горизонтальной частью. Бурение боковых стволов с выходом в горизонтальный ствол и горизонтальных скважин имеет принципиально одинаковые подходы, общие цели и задачи. Разница состоит в необходимости фрезерования эксплуатационной колонны и выходе инструмента из основного ствола. Проблема разработки технологии бурения боковых стволов из обсаженных скважин актуальна по ряду причин. Главная из них – рост числа малодебитных, нерентабельных, высоко обводненных и простаивающих скважин. Число таких скважин по АНК «Башнефть» составляет несколько тысяч, они могут дать до 1 млн т нефти в год. Это также обусловлено тем, что на современной стадии разработки нефтяных месторождений Башкортостана сплошного бурения уже нет, а объем уплотняющего бурения достаточно велик.

Восстановление бездействующего фонда при этом будет обходиться в 1,5–2,0 раза дешевле, чем бурение новых скважин. В условиях отсутствия инвестиций эта технология может оказаться эффективным средством интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Несмотря на достаточно высокий уровень разработки технологии за рубежом, в России она еще не получила

должного развития. Основная причина здесь – отсутствие разработанной комплексной инженерной технологии, адаптированной к конкретным геолого-техническим условиям. Определенный опыт бурения неориентированных боковых стволов накоплен в Азербайджане и Краснодарском крае, где восстановлено порядка 5 тыс. скважин, из которых добыто около 18,5 млн т нефти. Имеется незначительный опыт и в других районах: Татарстане, Западной Сибири, Пермской области. Однако применяемая в этих районах технология до недавнего времени была довольно примитивной, рассчитанной лишь на роторный способ и применение несовершенного инструмента, не удовлетворяющего современным требованиям. Бурение направленных боковых стволов в настоящее время находится на стадии своего развития и совершенствования. Кроме того, существует ряд сложных проблем, решение которых необходимо. К ним относятся технология и техника вырезания окон в эксплуатационной колонне, установка высокопрочного моста, управление траекторией ствола и крепление колонны.

Один из наиболее перспективных способов повышения коэффициентов извлечения нефти на поздней стадии разработки крупнейших нефтяных месторождений страны – бурение боковых направленных стволов из “старого” фонда скважин.

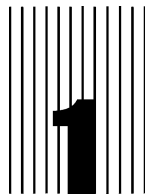
С одной стороны, только стоимость бурения бокового ствола из добывающей скважины на 10–50 % дешевле бурения новой скважины. С другой стороны, бурение боковых стволов, направленных на нефтенасыщенные зоны пласта, позволяет охватить фильтрацией застойные зоны и избежать обустройства скважины и строительства новых выкидных линий и промысловых трубопроводов. Эти преимущества явились основой массового распространения бурения боковых стволов в главных нефтедобывающих регионах страны (в частности, Урала-Поволжья). Однако БС бурили без учета требований с позиций последующей их эксплуатации механизированным способом. Главной задачей бурения было обеспечение заданного отхода бокового ствола от основного при минимальных издержках на его проводку.

При этом очевидно, что эксплуатация скважины с БС в таком случае может оказаться невозможной, в частности, при необходимости спуска насосного оборудования в БС. Следует учесть, что БС имеет малый в сравнении с

основным стволом диаметр обсадной колонны (89–114 мм) из-за невозможности спуска в старый ствол скважины долота большего размера. Спуск насосного оборудования, прежде всего штангового, в сильно искривленный участок БС в зоне его забуривания с целью последующей эксплуатации может оказаться нерентабельным из-за значительных сил трения и изгибающих напряжений в штангах.

В связи с этим должны существовать оптимальные профили БС, удовлетворяющие требованиям минимизации издержек на бурение и последующей эксплуатации БС и технические средства, позволяющие в ряде случаев эксплуатировать скважины со спуском насосного оборудования в боковой ствол.

С точки зрения последующей эксплуатации скважины с боковым стволом необходимо стремиться к максимальной глубине его забуривания. С одной стороны, при этом увеличиваются вероятность и возможность спуска глубинного насоса в старый ствол и обеспечение его работоспособности, а с другой – при максимальной глубине забуривания бокового ствола существенно снижается объем бурения. Поэтому в данной книге рассмотрены технологии, позволяющие осуществлять бурение боковых стволов с максимальной глубиной их забуривания.



БУРЕНИЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ СТАРОГО ФОНДА СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

1.1. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Бурение горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальной частью имеет принципиально одинаковые подходы. Разница состоит только в необходимости фрезерования эксплуатационной колонны и забуривания бокового ствола. Поэтому обзорная часть книги включает и этапы развития бурения горизонтальных скважин. В ряде библиографических источников под горизонтальными скважинами подразумеваются боковые стволы с горизонтальной частью [3, 4, 5, 6].

Наиболее полный анализ мировой истории развития бурения ГС и БС выполнен профессором Н.Ф. Кагармоновым [1, 2]. Им было показано, что обычные скважинные методы разработки, основанные на бурении вертикальных и наклонных скважин с применением заводнения, позволяют извлечь лишь 30–50 % нефти, содержащейся в пласте.

Технология бурения горизонтальных скважин отвечает самым высоким требованиям эффективности и экологичности. Она позволяет увеличить дебиты скважин в 3–5 раз и даже в 10 раз, а коэффициент извлечения нефти довести до 70–80 % [3].

Начало бурения горизонтальных скважин положено в СССР в 1930-х годах. Достаточно много горизонтальных многозабойных скважин (110–120) пробурено в 50-е годы, из них около половины в Башкортостане. Однако отсутствие в некоторых случаях положительных результатов объективно привело к снижению объемов бурения ГС.

Интерес к ГС возобновился лишь в 80-е годы. Современное состояние строительства горизонтальных скважин характеризуется бурно растущим интересом к этому технологическому процессу во всем мире, в том числе и в развивающихся странах. Например, в 1988 г. в Индонезии на континентальном шельфе пробурено 11 скважин со средней длиной горизонтальной части около 500 м. При этом толщина продуктивного пласта составила 7,8–12 м. Считается, что до 80-х годов на нефть было пробурено всего несколько сотен ГС, а после 1988 г. более тысячи ГС, причем более половины из них уже после 1988 г. В 1980–1984 гг. ежегодно бурилось не более одной скважины в год, а в 1988 г. их число в мире превысило 200. Ожидается, что объемы бурения таких скважин в ближайшие годы будут резко расти. По прогнозам некоторых специалистов они могут составить 30–50 % от числа пробуренных скважин. По оценкам других общая доля ГС в целом может достичь 70 % от числа всех скважин.

Существенно растет количество фирм, занимающихся бурением ГС (например, Horwell, BecField Horizontal, Drilling Service и др.). На ряде месторождений сделана попытка создания систем разработки, хотя до настоящего времени бурились лишь отдельные ГС.

Значительный опыт проводки горизонтальных скважин накоплен в горно-рудной промышленности и при шахтной добыче нефти. Последнее относится целиком к проводке скважин из шахтных камер с помощью буровых установок, обслуживаемых непосредственно в подземных горных выработках.

Что касается опыта проводки нефтяных горизонтальных, разветвленных и многозабойных скважин – все они пробурены с поверхности. Впервые в СССР разветвление скважин для увеличения притока нефти из пласта предложил в 1941 г. Н.С. Тимофеев. На практике проводка горизонтальных скважин была осуществлена в 1947 г. на Краснокамском месторождении нефти (А.М. Григорян и В.А. Брагин). Здесь из основного ствола были пробурены два ствола длиной 30 и 35 м [9, 10].

Более широкие эксперименты по проводке МЗС, ГС и БС, БГС были начаты в 1952 г. на Карташевском рифогенном месторождении. Здесь в 1952–1953 гг. пробурено пять многозабойных скважин (59, 64, 65, 66, 68) с отклонениями от основного ствола до 300 м (скв. 65). Скв. 59 имела один горизонтальный ствол, скв. 64 и 75 – по четыре, скв. 66 и 68 – семь и восемь стволов соответственно. Наибольшая длина горизонтального ствола составила 260 м [7, 8, 9].

В 1957–1959 гг. эксплуатационные многозабойные скважины

пробурены еще на двух рифовых месторождениях: семь скважин на Тереклинском и четыре скважины на Южно-Введенском. Число стволов в этих скважинах составляло от двух до четырех, отклонения от вертикали доходили до 150 м. Однако возможности указанных многозабойных скважин не были использованы ввиду того, что динамический уровень жидкости в дополнительных стволах оказался ниже глубины их отхода от основного ствола. Кроме того, не была создана система разработки: горизонтальные скважины работали на истощение, поэтому через определенное время дебиты ГС оказались ниже дебита вертикальных.

В марте 1957 г. была пробурена многозабойная скв. 1543 на Бориславском месторождении (Прикарпатье). По различным азимутам от вертикального ствола отведены пять резко искривленных дополнительных стволов с отходами от вертикали до 120 м.

В НГДУ “Черноморнефть” на Кубани в порядке уплотнения сетки скважин на одной из залежей нефти, приуроченной к доломитизированным известнякам, были пробурены три скважины с горизонтальными ответвлениями на 100–150 м. Здесь интересен также опыт проведения горизонтальных скважин в неустойчивом нефтенасыщенном пласте месторождения Восковая гора, представленном переслаивающимися пропластками песков и глин. Пробуренная на месторождении скв. 754 имела три дополнительных ствола длиной до 94 м.

В октябре 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской области была пробурена скв. 617 с одним горизонтальным стволом длиной 145 м.

В 70-х годах Альметьевским УБР осуществлена проводка пяти скважин глубиной по стволу 1256–1416 м и длиной горизонтального участка 146–317 м. Максимальные зенитные углы по этим скважинам находятся в пределах 93–102°. Бурение вели турбинным способом. В пересчете на 1000 м проходки основные технико-экономические показатели таких скважин по сравнению с вертикальными следующие:

- коммерческая скорость ниже на 34 %;
- проходка на долото ниже на 55,5 %;
- механическая скорость ниже на 25,5 %;
- фактическая стоимость выше на 39,1 %.

Основная доля удлинения срока строительства скважин приходится на вспомогательные, ремонтные работы и организационные простои.

В 1978 г. в Башнипинефти был разработан проект строительства горизонтальной скв. 196 на Новоузыбашевском неф-

тяном месторождении, расположенном в юго-западной части Актаныш-Чишминского прогиба, представленного рифовым поднятием в отложениях фаменского яруса. Ожидаемое пластовое давление на глубине 2000 м составляло 9,5 МПа.

Был выбран способ электробурения с буровой установки БУ-75 БрЭ.

Конструкция скважины: направление $D = 426$ мм, $l = 30$ м; кондуктор $D = 324$ мм, $l = 350$ м; эксплуатационная колонна $D = 219$ мм, $l = 1975$ м по инструменту (1185 м по вертикали); далее 400 м открытого ствола $D = 190,5$ мм до глубины 2375 м. Набор кривизны был начат на глубине 1260 м, выход на горизонталь достигнут на глубине 2130 м. Зафиксированный зенитный угол на глубине 2280 м составил $102,4^\circ$, затем на глубине 2385 м он снизился до $90-92^\circ$. Горизонтальный участок составил 255 м, отход от вертикали – 607 м. На этой скважине был проведен большой объем исследовательских работ по контролю пространственного положения ствола скважины с помощью инклинометра, телесистемы, а также были выполнены геофизические исследования (БКЗ, БК, кавернометрия, микророзондирование, резистивиметрия, РК, МБК, индукционный и стандартный каротаж и др.). Технологический процесс бурения опытной скважины проходил без особых осложнений. Показатели работы долот по проходке оказались почти в 2 раза лучше проектных.

Таким образом, была доказана возможность проводки горизонтальных скважин электробуром в комплекте с телесистемой контроля пространственного положения ствола скважины. При некотором улучшении показателей работы долот коммерческая скорость оказалась в 2 раза ниже, чем на соседних наклонных скважинах. В определенной степени на это повлиял большой объем исследовательских работ.

На соседнем рифовом месторождении Табулдак был проведен эксперимент по бурению дренажных наклонно направленных скважин с большими отходами турбинным способом (скв. 342) и электробуром (скв. 381). Забой этих скважин должны были приблизиться к забою вертикальной скв. 504.

Первые скважины с дополнительными боковыми стволами в Техасе (США) были пробурены в 1930 г. Длина этих стволов составляла всего 7 м.

В 1931 г. был предложен двухъярусный метод забуривания дренажных скважин. В каждом ярусе бурили по четыре ствола длиной по 25 м.

В 1943–1944 гг. Д.А. Зублин предложил оригинальный способ бурения боковых скважин с помощью турбодолота и гибких

специальных бурильных труб. При испытаниях в 1946 г. в одном из центральных районов Калифорнии было пробурено восемь стволов с выходом на горизонталь. Длина горизонтальных участков составляла от 3 до 24 м. Несмотря на то что этот способ представляет большой интерес, широкого распространения он не нашел. Особое внимание следует обратить на конструкцию гибкой трубы. Однако турбодолото с частотой вращения, достигающей 4000 об/мин, быстро выходило из строя.

В 50-х годах в США проводились испытания роторного способа бурения горизонтальных скважин с помощью гибких шарнирных бурильных труб. Было пробурено 66 горизонтальных стволов общей длиной 434,6 м на глубинах 450–1500 м. Из-за сложности инструмента и технологии этот метод также не получил распространения.

Началом промышленного внедрения бурения ГС на крупнейшем в мире месторождении Прадхо-Бей следует считать 1985 г., когда была пробурена горизонтальная скважина УХ-2, позволившая повысить рентабельность разработки и обеспечить добычу безводной нефти, что нельзя было обеспечить с помощью вертикальных скважин. Дебиты ГС возросли здесь в 4 раза. В работах участвовала известная французская фирма “Эльф Акитэн”. Для получения опыта горизонтального бурения по французской технологии в Техасе была пробурена опытная скважина, для чего были выделены капвложения в сумме 3 млн дол. Начиная с 1984 г. по настоящее время на месторождении Прадхо-Бей пробурено 20 горизонтальных скважин. Все они оказались высокорентабельными.

Ведущее место в мире в области бурения горизонтальных скважин до 90-х годов занимала Франция. Исследования по горизонтальному вскрытию пластов французские нефтяники начали в конце 80-х годов. В 1979 г. с целью увеличения объемов добычи нефти на малорентабельных месторождениях нефти Французским Институтом Нефти (ФИН) и фирмой “Эльф Акитэн” был принят проект программы исследований по технологии горизонтального бурения, получивший наименование “Форхор”. Финансовую помощь оказала комиссия общего рынка ЕЭС. В 1980 г. на месторождении Лак-Суперьюр была пробурена первая на Западе горизонтальная скважина Лак-90 с длиной горизонтального ствола 200 м. Во второй скважине Лак-91 длина горизонтального ствола уже достигла 370 м. В 1983 г. была пробурена глубокая горизонтальная скважина Кастер-Лу-110 для разработки низкопроницаемой залежи. Все скважины показали высокую продуктивность.

Наиболее показательна первая в мире морская горизонталь-

ная скважина Роспо-Маре 6Д, пробуренная у Адриатического побережья Италии в 1982 г. для разработки залежи высоковязкой нефти. Из скв. 6, вступившей в эксплуатацию с начальным дебитом более $500 \text{ м}^3/\text{сут}$ безводной нефти, было добыто 212 тыс. т без признаков обводнения, в то время как все вертикальные скважины обводнились. Это позволило начать разработку месторождения горизонтальными скважинами, так как его разработка вертикальными скважинами была экономически невыгодной. Для добычи нефти используется длинноходовой станок-качалка фирмы МАПЕ.

По способу проводки различают следующие горизонтальные скважины: пробуренные ротором, забойными двигателями (турбобур, электробур, объемный двигатель, вибробур), струйными, лазерными аппаратами. Бурение горизонтальных скважин может вестись с использованием бурильных труб, гибких труб и шлангокабеля. Горизонтальные скважины могут быть с открытым стволом, обсаженные трубами или фильтром-хвостовиком и заполненные гравием.

Принимают, что скорость бурения ГС в 1,3–1,8 раза ниже наклонных, а стоимость во столько же раз выше. Известно, что с накоплением опыта разница существенно снижается. По результатам исследований [16] прогнозируется рост проходки на долото (в 1,5–2 раза), что можно объяснить особым механизмом разрушения породы. Однако растет и осложненность бурения, связанная с иным напряженным состоянием породы у стенок ГС.

Впервые бурение второго ствола в нашей стране было осуществлено в 1936 г. [10]. Следует подчеркнуть, что эффективность таких работ была не очень высока по различным причинам и в первую очередь из-за низкой эффективности инструментов, техники и технологии. Из-за отсутствия технических средств в настоящее время простаивают более 30 тыс. нефтяных скважин – это более 20 % всего фонда скважин (потери свыше 40 млн т нефти) [11].

Основная причина бездействия скважин – авария, т.е. прекращение технологических процессов, вызванное поломками, прихватом скважинного инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования с последующим оставлением их на забое. Значительный объем работ при ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах занимает фрезерование аварийных металлических предметов и разбуривание цемента. Фрезерование – наиболее распространенный способ разрушения металла в стволе скважины для ее восстановления [13].

Накопленный опыт бурения ГС и БС в Башкортостане быстро распространился на соседние нефтедобывающие регионы.

1.2. РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ НА СТАРОМ ФОНДЕ СКВАЖИН В РЕСПУБЛИКЕ БАШКОРТОСТАН

К началу 2001 г. в АНК “Башнефть” пробурено более 250 ГС, БС и БГС. На рис. 1.1 показана динамика роста количества пробуренных БС с 1990 г., показывающая прогрессирующий интерес к ним в условиях современной экономики. В табл. 1.1 представлены данные по бурению боковых стволов в АНК “Башнефть” за 1997 г. Из таблицы видно, что бурение БС и БГС практически охватывает уже все крупнейшие нефтяные месторождения Республики Башкортостан с разнообразными геологическими условиями, с различными конструкциями скважин, в которые спущены эксплуатационные колонны диаметрами 89, 114 и 146 мм. Дополнительные стволы пробурены с выходом из имеющейся скважины с помощью клина-отклонителя и цементного моста в вырезанной части эксплуатационной колонны, а также открытого забоя, подъема верхней части незацементированной эксплуатационной колонны, причем боковые стволы имеют различную длину – от 79 до 1083 м.

Научное обоснование необходимости бурения дополнительных стволов на месторождениях, разрабатываемых АНК “Башнефть”, было начато более 10 лет назад по инициативе профессора Н.Ф. Кагарманова, и уже в 1992 г. Туймазинское УБР приступило к бурению первого бокового направленного ствола в НГДУ “Октябрьскнефть” на скв. 131 Серафимовской площади.

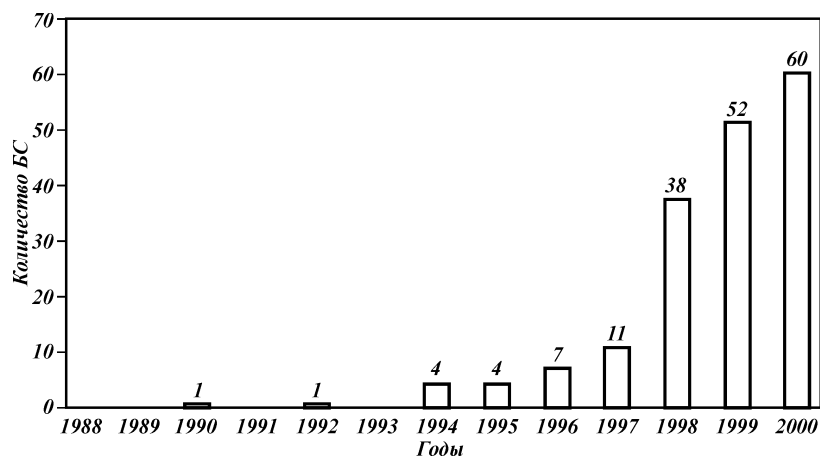


Рис. 1.1. Динамика строительства боковых стволов в АНК “Башнефть”

1.1

Данные по бурению боковых стволов в АНК Башнефть за 1997 г.

Площадь	Номер скв.	Конструкция скважины, мм/φ, м/d	Интервал бурения БС, м/d долота, мм	Способ отхода от основного ствола, интервал, м	Длина БС, м	Диаметр эксплуатационной колонны, мм/интервал спуска, м	Проектный горизонт	Начало / конец бурения
Туймазинская	319	324/177 168/1766	<u>1113 – 1223</u> 139,7	ВУ, 1113–1122	110	<u>114</u> 1063 – 1217	Турней	<u>17.11.96</u> 10.01.97
	409	324/238 219/1212	<u>1118 – 1244</u> 190,5	Окно, 1118–1122	126	<u>146</u> 1060 – 1237	“	<u>19.05.97</u> 09.06.97
	121	245/330 168/1770 114*/1723–1773	<u>1184 – 1250</u> 146	ВУ, 1184–1191	79	<u>114</u> 1134 – 1259	“	<u>24.08.97</u> 16.09.97
Узыбашевская	200	324/39 245/320 168/1936	<u>1936 – 2045</u> 146	С открытого забоя, 1936	109	Открытый забой	Верхний фамен	<u>22.08.97</u> 20.09.97
Туймазинская	80С	324/246 219/1797	<u>1182 – 1275</u> 190,5	Окно, 1182–1185	93	<u>146</u> 1130 – 1270	Турней	<u>30.07.97</u> 20.08.97
Знаменская	61	324/12 219/472 146/1765	<u>694 – 1750</u> 190,5	Подъем эксплуатационной колонны	1056	<u>146</u> 0 – 1750	“	<u>29.06.97</u> 27.07.97
Туймазинская	455С	426/28 324/127 168/1182	<u>1051 – 1199</u> 139,7	ВУ, 1051–1060	148	<u>114</u> 1000 – 1196	“	<u>04.07.97</u> 28.09.97

	913	$\frac{426}{324} / \frac{18}{66}$ 168/1627	$\frac{973 - 1134}{1397}$	Окно, 973–976	161	$\frac{114}{916 - 1130}$	“	$\frac{20.02.97}{15.03.97}$
Арланская	646С-1	219/321 146/1358	$\frac{321 - 1404}{190,5}$	Подъем эксплуата- ционной колонны	1083	$\frac{146}{0 - 1404}$	“	$\frac{12.07.97}{06.08.97}$
Воядинская	1767	$\frac{299}{219} / \frac{33}{376}$ 146/1447	$\frac{872 - 1554}{120,6}$	Окно, 872–875	682	$\frac{89}{776 - 1554}$	“	$\frac{19.08.97}{23.10.97}$
* Хвостовик.								

Однако стоимость бурения первых дополнительных стволов оказалась соизмеримой со стоимостью новых скважин из-за отсутствия качественного бурильного инструмента, телеметрических систем и несоответствия бурового оборудования условиям строительства стволов малого диаметра. До 1997 г. бурилось всего по несколько стволов в год. После 1997 г. произошел резкий рост количества бурящихся дополнительных стволов, позволивший к концу 2000 г. на 30 месторождениях Башкирии пробурить 161 БС, в том числе 19 с горизонтальным окончанием (табл. 1.2).

Дополнительные стволы в АНК «Башнефть» бурятся на глубинах от 600 до 2700 м. Бурение ведется с мобильных буровых установок А-50МБ, А-60/80, АРБ-100 и облегченной БУ-75. Выход из обсадной колонны осуществляется в основном путем сплошного фрезерования обсадных колонн диаметрами 114, 146, 168 или 245 мм вырезающими устройствами ВУ, разработанными специалистами Туймазинского УБР, или типа ФКР конструкции НПП «Азимут». Фрезеруется от 10 до 20 м обсадной колонны в зависимости от применяемой впоследствии телесистемы и крепости разбуриваемых пород. Скорость фрезерования колонны составляет 0,5–1 м/ч. Вырезание окна в колонне при помощи серийного клина с механическим креплением в обсадной колонне и райберов в условиях Башкирии проблематично из-за сравнительно большого количества долблений при бурении, приводящих к смещению клина и перекрытию окна. Разработанный заливной желобной клин типа КОЖ для обсадных колонн диаметрами 146, 168 и 245 мм в комплекте с райберами-фрезерами типа РФУ, оснащенных твердосплавными пластинами ВК-8, не получил широкого распространения, так как общая продолжительность вырезания щелевидного окна с заливного клина соизмерима с продолжительностью сплошного фрезерования. При этом общая стоимость вырезания окна за счет стоимости заливаемого клина и дорогих райберов-фрезеров оказывается выше.

í ± · î Ë ^ ± 1.2

Показатели строительства дополнительных стволов в АНК «Башнефть»

Показатели	Годы			
	1997	1998	1999	2000
Число пробуренных дополнительных стволов	11	38	52	60
В том числе с горизонтальным окончанием	–	1	4	14
Средняя длина ствола, м	350	280	357	354
Себестоимость строительства одного ствола, тыс. руб.	1095	1088	1745	2815
Средний дебит одного ствола, т/сут	2,6	3,1	3,6	3,7
Годовая добыча нефти, тыс. т	10,5	30,4	69,7	132,5

Дальнейшее бурение направленных стволов ведется винтовыми забойными двигателями диаметрами 85–127 мм, отклонителями конструкции типа ОВУШ на базе этих же двигателей или отклонителями с регулируемым углом перекоса (г. Пермь); отечественными или импортными долотами диаметрами 76–155,6 мм; с помощью телесистем с кабельным (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (ЗТС-54, АТ-3) каналами связи. Пробуренные стволы обсаживаются хвостовиками диаметром 102 или 114 мм с последующей перфорацией в продуктивной зоне или со вскрытием продуктивного пласта открытым забоем диаметром 76–124 мм.

Разработка и освоение новой техники и технологии позволили довести стоимость строительства дополнительного ствола до 50–90 % от стоимости строительства новой скважины. В 2000 г. средняя стоимость строительства одного дополнительного ствола в АНК «Башнефть» составила 2,8 млн руб. Годовая добыча нефти из дополнительных стволов возросла от 10,5 тыс. т в 1997 г. до 133 тыс. т в 2000 г. Общий объем добытой нефти с 1993 г. составил 275 тыс. т. Средний дебит нефти из одного дополнительного ствола со скважин, эксплуатируемых с 1995 по 2000 гг., составлял по годам от 2,6 до 3,7 т/сут.

В 1997 г. Башнипинефтью для АНК «Башнефть» был разработан инвестиционный проект по строительству дополнительных стволов в компании (под руководством В.Х. Самигуллина и др.). Проект реализуется за счет собственных средств при аналитическом сопровождении Башнипинефти. Основным критерий эффективности бурения дополнительных стволов – возвратность вложенных средств и не превышение срока окупаемости более 3 лет при средней стоимости пробуренного ствола 3 млн руб. Проектные расчеты показывают, что для достижения трехлетнего срока окупаемости начальный дебит дополнительного ствола должен составлять не менее 3,8 т/сут при величине извлекаемых запасов не менее 10 тыс. нефти.

Анализ экономической эффективности строительства дополнительных стволов показал, что суммарные затраты на бурение боковых стволов в 1997 г. окупались через 3 года, в 1998 г. через 2,6 года и в 1999 г. через 1,8 года. При этом только 20 % скважин окупали вложенные средства и показали положительный экономический эффект. В целом доходы от реализации добытой нефти из высокодебитных дополнительных стволов перекрывают затраты НГДУ по бурению всех стволов, в том числе оказавшихся малодебитными или сухими. Сложившаяся ситуация свидетельствует о значительном резерве в повышении эффективности строительства дополнительных

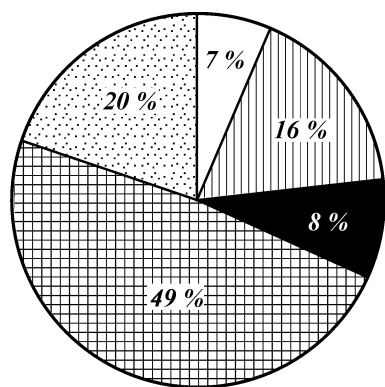


Рис. 1.2. Баланс времени строительства дополнительного ствола в АНК «Башнефть» в 2000 г.:
1 – монтаж; 2 – ликвидация; 3 – ПЗР и вырезание; 4 – бурение; 5 – освоение

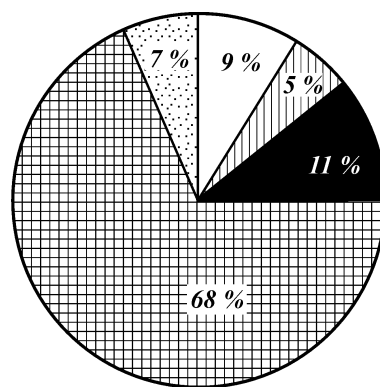


Рис. 1.3. Баланс стоимости строительства дополнительного ствола в АНК «Башнефть» в 2000 г.
Условные обозначения см. рис. 1.2

стволов, заключающемся в качественном выборе объектов для бурения – это и предварительный геолого-технический анализ состояния скважины, бурение ствола в зоне максимальной нефтенасыщенности, оценка потенциального дебита и остаточных запасов.

Анализ продолжительности строительства дополнительных стволов в АНК «Башнефть» за 2000 г. показал, в каких направлениях необходимо работать для снижения стоимости бурения. При средней длине дополнительного ствола 354 м продолжительность строительства одного ствола в компании составляет 2292 ч, или 95,5 сут. Продолжительность строительства по видам работ приведена на рис. 1.2. Наибольшие затраты времени составляют работы, связанные с бурением, а в общем балансе времени на бурение 43 % составляют вспомогательные работы. Поскольку практически все дополнительные стволы направленные, большая часть вспомогательных работ связана с ориентированным бурением. Для повышения эффективности бурения с помощью телесистем в настоящее время в Уфимском УБР создан Инженерно-сервисный центр по новым технологиям, основная задача которого состоит в обслуживании телесистем с различными каналами связи, в том числе с гидравлическим, и в проводке направленных скважин по заданной траектории.

В различных УБР компании процесс вырезания окна в колонне занимает от 5 до 9 сут. В общем балансе стоимости строительства по объему затрат этот вид работ стоит на втором месте после бурения (рис. 1.3), что связано с необходимостью установки нескольких цементных мостов и ориентированным уходом с цементного моста при сплошном фрезеровании обсадной колонны. Для снижения затрат на вырезание окон в Башнипинефти разработан комплект инструмента, включающий клин-отклонитель типа КУМ-146 с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезы на основе запатентованной металлокерамической композиции. Проведенные промысловые испытания показали, что продолжительность вырезания окна сокращается в 2–3 раза по сравнению со сплошным фрезерованием колонны.

Одним из перспективных направлений в компании является строительство многозабойных скважин с целью повышения нефтеотдачи пластов и снижения затрат на добычу нефти. Поэтому в 1999 г. на рифовых месторождениях г. Ишимбай начато бурение многозабойных скважин с открытыми стволами из старых обводнившихся или ликвидированных скважин. Сегодня необходима разработка технологии и технических средств для строительства нескольких боковых стволов из обсаженных скважин. Остро стоит также проблема качественного цементирования хвостовиков из-за сравнительно малых кольцевых зазоров, особенно в крутонаклонных и горизонтальных дополнительных стволах. В АНК «Башнефть» продолжаются работы по созданию расширителей для твердых и крепких пород и пакерующих элементов для хвостовиков малого диаметра.

Реализация программы АНК «Башнефть» по повышению коэффициента нефтеотдачи пластов за счет выработки оставшихся целиков и тупиковых зон путем строительства дополнительных стволов показала перспективность метода. Дальнейшие работы в этой области планируется вести в направлении увеличения в 1,5–2 раза количества бурящихся в год дополнительных стволов и решения вышепоставленных проблем. Однако применение технологий, направленных на доизвлечение остаточных запасов нефти на месторождениях в поздней и завершающей стадиях эксплуатации, возможно лишь при согласовании интересов государства и недропользователя. Для реализации принципа рационального использования недр и возможности недропользователю вкладывать финансовые средства в технологии, обеспечивающие возвратность и приемлемую доход-

ность на вложенный капитал, необходимо применение налогового стимулирования за счет снижения или отмены рентного налога.

1.3. ОПЫТ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ПРОМЫСЛАХ ТАТАРСТАНА И УДМУРТИИ

Согласно [14] работы по забурированию вторых стволов в АО “Татнефть” бригадами капитального ремонта скважин (КРС) в основном начались со второго полугодия 1997 г. За 1997 г. работы выполнены на 16 скважинах девонского горизонта, в том числе углубленного забоя на трех скважинах. Максимальная протяженность бокового ствола 248 м, в среднем 90 м. Максимальное углубление забоя 100 м, минимальное – 45 м, среднее значение углубления 67 м. На всех скважинах работы по проводке ствола выполнялись без использования средств навигации и технических средств очистки промывочной жидкости от шлама.

Средние показатели эксплуатации скважин, подвергнутых ремонту, следующие: начальный дебит скважин составлял 22 т/сут при обводненности 26,6 %, который в процессе эксплуатации снизился к началу бурения БС до 1,3 т/сут (обводненность 66,4 %); средний дебит после бурения боковых стволов составил 10,8 т/сут при обводненности добываемой продукции 59,4 %. Из всего числа отремонтированных скважин три оказались безуспешными (по ним получено 100 % воды), что составляет 17 %. По скважинам с углублением через башмак эксплуатационной колонны получен средний дебит – 22,5 т/сут. По скважине с фрезерованием окон получен средний дебит – 4,4 т/сут без учета безуспешных скважин, т.е. дебит вырос в 4,9 раза (с 0,9 до 4,4 т/сут).

Таким образом, учитывая незначительный период эксплуатации по скважинам, в которых были пробурены боковые стволы, следует ожидать средний дебит около 4 т/сут.

Попытки забурирования боковых стволов в ОАО “Татнефть” начались с 1964 г., однако до 1997 г. эти попытки были безуспешными из-за несовершенной технологии и отсутствия требуемого оборудования.

С приобретением необходимого оборудования работы по забурированию боковых стволов вновь возобновились. Только силами бригад капитального ремонта скважин в 1997–1999 гг. была восстановлена 71 бездействующая скважина. Однако отсутствие телеметрической системы и специальных подъемных установок привело к тому, что эти скважины относились к ка-

тегории боковых наклонных, неориентированных по азимуту, поэтому не использовались возможности продуктивных пластов, а затраты времени на бурение боковых стволов были слишком велики. Приобретенные современные подъемные установки имеют следующие преимущества по сравнению с установкой А-50:

- полная автономность (генератор и стационарная насосная установка);

- возможность производить спускоподъемные операции свечами;

- регулирование частоты вращения ротора (подбор оптимального режима бурения);

- наличие гидравлических ключей;

- наличие силового вертлюга с гидравлическим приводом;

- замкнутая система очистки и обработка бурового раствора в комплексе со специальными шламоотборниками.

С вводом в эксплуатацию с июня 1998 г. закупленных подъемных установок объем бурения боковых стволов значительно возрос. Так, в 1999 г. силами УПНП и КРС, УБР и сервисных организаций было пробурено 65 скважин. На долю УПНП и КРС приходится 26 восстановленных скважин.

Повысилось качество пробуренных боковых стволов. С приобретением импортных телеметрических систем и другого оборудования (долот, бурильных труб) началось ориентированное по азимуту забуривание БС и с отходом в боковые горизонтальные стволы. Так, в скв. 19756 Зеленодольская НГДУ “Азнакаевскнефть” силами УПНП и КРС при сотрудничестве с ОАО “Азнакаевский горизонт” был пробурен БГС длиной 390 м причем длина горизонтальной части составила 100 м.

Всего в ОАО “Татнефть” за 1999 г. было пробурено 25 боковых горизонтальных стволов со средним дебитом 4,2 т/сут, что обеспечивает окупаемость затрат в целом.

Дополнительная добыча нефти за последние три года по отремонтированным скважинам методом забуривания боковых стволов (на 01.01.2000 г.) составила 1508502,5 т, в том числе в 1997 г. – 5056 т, в 1998 г. – 33025 т, в 1999 г. – 112771 т. Однако остается еще много нерешенных проблем, на которые необходимо обратить особое внимание. Так, 24 % восстановленных скважин имеют дебит менее 2 т/сут и 26 % – обводненность более 50 %. Средняя стоимость строительства бокового ствола увеличилась на 148 тыс. руб. по сравнению с 1998 г. (из-за роста стоимости горючесмазочных и других материалов) и в 1999 г. составила 993 тыс. руб. Скважины с дебитом менее 2 т/сут оказались нерентабельными.

В настоящее время в Удмуртии пробурено 38 горизонтальных скважин на пяти месторождениях. В конце 1995 г. АО “Удмуртнефть” приступило к капитальному ремонту старого фонда скважин методом бурения боковых горизонтальных стволов. Преимущество бурения боковых стволов было обусловлено отсутствием необходимости строительства новых коммуникационных линий и сокращением затрат на оборудование и материалы. Сегодня в АО “Удмуртнефть” отмечается повышенный интерес к этой прогрессивной технологии. Девять буровых бригад переведены на бурение боковых стволов, шесть из них оснащено мобильными специализированными установками для ремонта скважин А 60/80 и IRL, и временно работают с использованием установок БУ-75. Работы по бурению БС ведутся на семи месторождениях Удмуртии. К октябрю 1997 г. пробурено 52 боковых горизонтальных ствола из старого фонда скважин.

1.4. ПРОБЛЕМЫ И ОПЫТ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Проблемы бурения боковых стволов в условиях Западной Сибири подробно рассмотрены в работе М.Л. Карнаухова, В.Ю. Ближнюкова и М.Р. Марданшина [15].

В ОАО “Ноябрьскнефтегаз” (ОАО “ННГ”) большинство месторождений вступило в позднюю стадию разработки, и для поддержания стабильного уровня добычи нефти в последние годы потребовались новые подходы в обеспечении рентабельной эксплуатации скважин, проведения эффективных геолого-технических мероприятий.

К наиболее важным мероприятиям, проводимым с указанной целью, относятся гидроразрывы пластов, ремонтно-изоляционные работы, регулирование заводнения (в том числе выравнивание профилей притока), проводка горизонтальных стволов скважин, а также забуривание боковых стволов в уже пробуренных и эксплуатирующихся скважинах. Без этих наиболее сложных и требующих больших затрат мероприятий невозможно планировать и добиваться устойчивых показателей добычи нефти как в настоящее время, так и в ближайшее десятилетие.

Гидроразрывы пластов достаточно прочно заняли свое место в обеспечении дополнительной добычи нефти, ежегодно давая от 500 тыс. т до 1 млн т нефти, хотя множество проблем при этом остаются нерешенными. Из указанных пока еще находят-

ся на стадии опробования мероприятия, связанные с горизонтальным бурением и забуриванием БС.

В последние годы выполнено около 10 операций по забуриванию бокового ствола. В 1996 г. такие работы проведены в двух скважинах Вынгапуровского месторождения – в скв. 3183 и 3098. Работы проводились с использованием системы для забуривания боковых стволов A-Zpak-Stock&Pack-Stock фирмы “A-Z Grandt International Company” (США). Такая технология забуривания нового ствола позволяет снижать фактические затраты времени и объемы выполняемых работ за счет спуска в скважину пакерующего элемента, отклоняющего клина, разметочного фрезера и бурового снаряда за одну СПО. На скв. 3183 перед спуском потайной обсадной колонны (хвостовика) расширение и калибрование ствола производились специальным эксцентричным калибратором, изготовленным в ОАО “ННГ”. Эксцентриситет этого калибратора составил 3 мм при наибольшем наружном диаметре – 120,6 мм, что позволило беспрепятственно спустить его в ствол скважины того же диаметра, а при компоновке ротором – расширить ствол скважины до 127–128 мм. Расширяющие грани калибратора были выполнены с наплавкой карбида вольфрама.

Хвостовик обсадной колонны диаметром 114 мм ОГ-1М, спущенный во вновь пробуренный боковой ствол, цементировали пластоцементом на основе смолы ГТМ-З. Этот тип пластичного тампонажного материала обладает свойством образовывать непроницаемый цементный камень при контакте с водой, что повышает изоляцию вскрываемых при бурении водоносных горизонтов и обеспечивает качественное крепление ствола скважины.

Оснастка хвостовика, спущенного в боковой ствол этой скважины, включала в себя следующие элементы: башмак КХ-14,3; фильтр; секцию обсадных труб ОГ-1М диаметром 114 мм (длина секции подбиралась из расчета 25 м превышения общей длины бокового ствола); переводник (для отвинчивания и оставления хвостовика в скважине) с правой резьбы ОГ-1М на левую трапецеидальную упорную резьбу; перепускной клапан, срабатывающий от дифференциального давления скважинного флюида и одновременно выполняющий функцию переводника обсадной колонны ОГ-1М на СБТ 2-7/8.

Фильтр – перфорационная труба ОГ-1М диаметром 114 мм и длиной 9,6 м с плотностью перфорации 5 отверстий на 1 м трубы и диаметром отверстий 7 мм. В целом на данной скважине удалось полностью восстановить продуктивность от 40 до 59 т/сут. Скважина стабильно работает в таком

режиме уже три года и дала дополнительно более 25 тыс. т нефти.

На скв. 3098 не удалось получить такого же результата, как на скв. 3183, хотя здесь были применены специальные реагенты РУО Химеко-ГАНГ. Ранее результаты показали, что данный раствор на углеводородной основе может применяться при забурировании боковых стволов, бурении и вскрытии продуктивных пластов. Растворы на углеводородной основе не замерзают при отрицательных температурах окружающего воздуха (поскольку дисперсной средой таких растворов является нефть или дизельное топливо), поэтому данный РУО наиболее удовлетворяет требованиям ведения работ по бурению в зимнее время. Он не оказывает загрязняющего воздействия на продуктивный пласт, обладает смазывающим эффектом, что снижает вероятность возникновения прихватов при проводке скважины, имеет относительно низкую стоимость.

После вырезания окна в эксплуатационной колонне бурение горной породы и вскрытие продуктивных отложений осуществлялось долотом фрезерного типа В-19У со штыревым твердосплавным вооружением фирмы "Smith International" (США). Конструктивно долото В-19У выполнено с эксцентричным сегментом, отстоящим на 135 мм от пилотной части и оснащенным таким же штыревым твердосплавным вооружением. За счет такой конструкции долото вырабатывает диаметр ствола скважины порядка 130 мм при собственном максимальном диаметре 121 мм. Технология работы с долотами подобной конструкции состоит из двух стадий: забурирование пилот-скважины глубиной до 2 м и бурение рабочей скважины.

За одно долбление долотом В-19У было пройдено 26,4 м, причем средняя скорость проходки составила 3,12 м/ч, а вооружение долота было изношено примерно на 25–30 %. Невысокая скорость проходки связана с недостаточной очисткой забоя от металлического шлама, оставшегося в скважине после расфрезерования окна в обсадной колонне (не было задействовано необходимое количество насосных агрегатов).

Интервал от вырезанного в эксплуатационной колонне окна до кровли продуктивного пласта не содержал водоносных горизонтов, кроме того, он состоял из стабильных и устойчивых отложений, поэтому крепление хвостовика в боковом стволе не проводилось. Однако обводненность при освоении скважины оказалась слишком высокой – 98 %, и поэтому она была остановлена. Вода, по-видимому, поступила из нижележащего пласта по заколонному пространству основного ствола, что зара-

нее трудно было прогнозировать. В любом случае необходимо было осуществить крепление хвостовика.

В 1997 г. были проведены работы по забуливанию боковых стволов на четырех скважинах.

Скважины бурили с применением инвертного бурового раствора (НБР), приготовленного по технологии Химеко-ГАНГ и с использованием эмульгатора Нефтеноло-НЗ. Существенным недостатком данного раствора является ограниченная плотность раствора, не более 1160 кг/м^3 . Плотность раствора обеспечивается за счет введения хлористого кальция в раствор. При увеличении плотности раствора более 1180 кг/м^3 возрастает условная вязкость раствора до 150 с и выше.

В процессе бурения применяли бицентричные буровые долота фрезерного типа ДЭЛС 118/128 (диаметр в свету 118 мм, теоретический диаметр скважины 128 мм), что позволило получить высокие скорости механического бурения до 5 м/ч (по продуктивному горизонту). Средний диаметр скв. 598 Вынгаяхинского и скв. 1232 Западно-Ноябрьского месторождений по результатам кавернометрии составил 128 мм. Существенным недостатком данных долот является интенсивный абразивный износ корпуса долота при бурении по песчаникам продуктивного пласта, что приводит к выпадению режущих элементов расширителя.

На скв. 598 Вынгаяхинского месторождения произвели забуливание бокового ствола в интервале 2550–2583 м. Бурение скважины и вторичное вскрытие продуктивного пласта проводилось с использованием в качестве бурового раствора инвертной эмульсии плотностью 1160 кг/м^3 . Крепление хвостовика выполнено с использованием пластоцемента на основе смолы ГТМ-3.

В процессе освоения скважины получен приток нефти 22 т/сут с динамическим уровнем 960 м. В процессе проведения исследований скважины из-за низкого динамического уровня вымыло пластоцемент из-за хвостовика, и в результате получили переток воды из вышележащего водонапорного горизонта. Скважину пустили в эксплуатацию с дебитом $Q = 40 \text{ м}^3/\text{сут}$ с 70%-ной обводненностью. Однако в дальнейшем рост обводнения достиг 97 %. По-видимому, работа с низким динамическим уровнем создала слишком большой перепад давления на цементный камень, который в итоге был разрушен.

На скв. 784 Вынгаяхинского месторождения при ликвидации аварии с ЭЦН удалось извлечь часть НКТ и кабеля, освободив скважину только до глубины 2420 м. Поэтому в интервале 2411,0–2445,6 м, произвели забуливание БС, в который спусти-

ли хвостовик диаметром 114 мм со щелевым фильтром. При бурении и вторичном вскрытии продуктивного пласта применялась инвертная эмульсия плотностью 1140 кг/м³.

Освоение скважины не дало положительного результата, и скважина, как и в предыдущем случае, преждевременно обводнилась.

На скв. 1232 Западно-Ноябрьского месторождения выполнены работы по ликвидации аварии с бурильными трубами и нормализации забоя до глубины 2824 м. Вырезали окно и пробурили боковой ствол в интервале 2818–2867 м. Бурение скважины и вторичное вскрытие продуктивного пласта проводились с использованием в качестве бурового раствора инвертной эмульсии плотностью 1140 кг/м³. Хвостовик диаметром 114 мм зацементировали тампонажным раствором на основе смолы ГТМ-3.

После окончания периода ОЗЦ при опрессовке получили приемистость солевого раствора в водонапорный пласт в интервале 2836–2848 м. Были проведены изоляционные работы водонапорного горизонта с использованием тампонажного цемента. В процессе освоения скважины получили приток пластового флюида с дебитом 20 т/сут при 80%-ной обводненности.

В скв. 986 Холмогорского месторождения вырезали окно и пробурили боковой ствол в интервале 2736–2763 м. Спустили хвостовик диаметром 114 мм со щелевым фильтром. Бурение скважины и вторичное вскрытие продуктивного пласта произвели на буровом растворе инвертной эмульсии плотностью 1140 кг/м³. В процессе освоения скважины получен приток пластового флюида с дебитом 50 т/сут при 97%-ной обводненности.

В течение 1998 г. закончены ремонт и сданы три скважины после бурения бокового ствола.

На скв. 716 Вынгапуровского месторождения были проведены работы по бурению бокового ствола. При промывке скважины использовали инвертный раствор плотностью 1270 кг/м³. При вскрытии продуктивного пласта произошло нефтегазопроявление, после чего при бурении скважины применили раствор хлористого кальция плотностью 1320 кг/м³. Добурили скважину до проектной глубины. Спустили хвостовик из труб ОГ-1М диаметром 114 мм без цементирования с фильтром с плотностью 20 отверстий на 1 м его длины.

При подъеме бурильных труб скважина стала проявлять, после окончания подъема закрыли глухой превентор, скважина фонтанировала в коллектор пластовым флюидом с содержани-

ем воды до 90 %. Через 12 ч фонтанирования в скважине появилась гидратная пробка, которая в дальнейшем была ликвидирована горячей промывкой.

После освоения скважина работала с дебитом около 40 т/сут при обводненности 55 %, но затем через 6 мес снизила свою продуктивность и была остановлена. Тем не менее было дополнительно отобрано 3 тыс. т нефти и, таким образом, оправданы затраты на бурение бокового ствола.

Бурение скв. 2449 Вынгапуровского месторождения производили шарошечными долотами ПП120,6СЗ-ЦАУ. В качестве бурового раствора использовали КМЦ в растворе хлористого натрия плотностью 1160 кг/см³.

При спуске хвостовика из труб ОГ-1М диаметром 114 мм произошло его заклинивание в кровле продуктивного пласта, расходить и извлечь его не смогли. Отвинтили направляющий башмак и в интервал продуктивного пласта спустили фильтр из НКТ диаметром 89 мм.

Несмотря на то что в данной скважине не удалось осуществить качественно все работы по программе бурения и крепления хвостовика, она оказалась в итоге самой удачной по конечным результатам. Достигнутый дебит оказался намного выше дебита скважины до аварии на ней: скважина была освоена с дебитом 40 т/сут, затем в течение года дебит еще возрос до 50 т/сут. В целом за год было дополнительно получено около 15 тыс. т нефти.

Перед проведением работ на скв. 2020 Новогоднего месторождения были выполнены РИР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в интервале 650–670 м. После освоения скважины получили приток 18,1 м³/сут с обводненностью 97,4 %. Причиной обводнения в этой скважине явилось влияние старого ствола из-за незначительного отхода нового от него.

Исходя из всего сказанного авторами [15], были сделаны следующие выводы.

1. Работы по бурению боковых стволов при разработке месторождений в ОАО “ННГ” с применением весьма перспективных ГТМ являются во многих случаях единственным средством восстановления работоспособности тех скважин, где невозможно ликвидировать аварии, связанные с оставлением на забое скважинного оборудования.

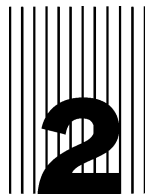
2. Первые опытные работы по проводке БС показали невысокую эффективность традиционных приемов ведения таких работ. Основные проблемы связаны с ненадежным креплением БС тампонажными растворами. Так, не исключается возникно-

вление перетоков при использовании тампонажных растворов на основе ГТМ.

3. Успешность работ пока достигается там, где отсутствуют водоносные пласты, как ниже продуктивных отложений, так и выше в пределах проводки БС.

4. Перспективы развития данных технологий определяются в первую очередь бурением скважин с близкорасположенными подстилающими водонасыщенными горизонтами, которые не удастся изолировать известными и доступными средствами при использовании обычных технологий. Необходимо развивать технологии забуривания БС с последующим бурением горизонтального участка скважины по продуктивному горизонту. В настоящее время такого ремонта ожидает не одна сотня скважин.

5. При планировании подобных дорогостоящих операций необходимо всестороннее изучение условий выработки запасов на том участке, где находится выбранная для ремонта скважина. Не исключены варианты, когда даже после успешного технического проведения работ так и не удастся достичь желаемого результата, например, из-за существенной неоднородности пласта в выделенной зоне и отсутствия гидродинамической связи с нагнетательными скважинами. При планировании этих работ следует предусматривать проведение гидродинамического моделирования процессов фильтрации в окружающей скважину зоне.



БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА И ПРИМЕНЯЕМОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

2.1. БУРЕНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА

Основой проектирования БС с учетом принятой системы разработки месторождений и геолого-технических условий бурения является выбор их профилей [16, 17, 18]. Существует несколько типов профилей, применяемых в СНГ и за рубежом. В качестве основных критериев выбора профилей принято считать:

- форму профиля БС;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств можно выделить три группы характерных профилей БС, область их применения и рациональную технологию их реализации (рис. 2.1):

- I – трехинтервальный профиль;
- II, III – двухинтервальный профиль;
- IV – четырехинтервальный профиль.

В практике бурения БС средние радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью БС задачи. В одних случаях, например при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

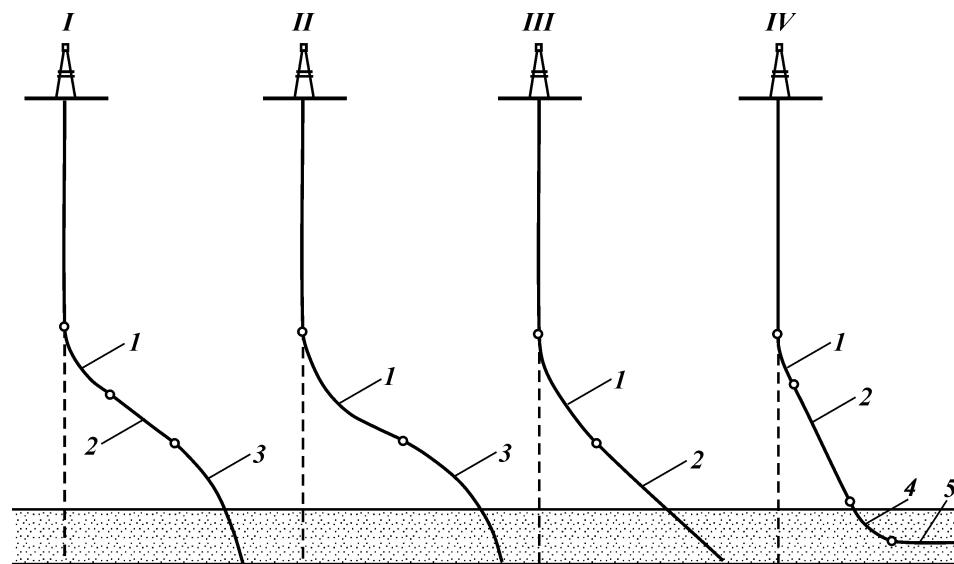


Рис. 2.1. Типы профилей:
 I – трехинтервальный; II, III – двухинтервальный; IV – четырехинтервальный; участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла; 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

В настоящее время разработано более пяти технологических способов бурения БС (рис. 2.2). При анализе способов бурения было выявлено несколько проблем, возникающих в процессе строительства БС.

На части скважин для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клин-отклонитель (рис. 2.2, $\ddagger$, „). Он должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объемов металла эксплуатационной колонны (рис. 2.2, $\cdot$, „). Поэтому требуются надежные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение БС позволяет осуществить подъем верхней части колонны после вырезания небольшого кольцевого окна, что существенно уменьшит объем фрезерования (рис. 2.2, $\cdot$, „).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста вместо клинового отклонителя приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола (см. рис. 2.2, $\cdot$, „). Технология способов забуривания БС более подробно освещена в последующих главах.

На рис. 2.3 выборочно представлены профили скважин, пробуренных БС в АНК “Башнефть”. С одной стороны, малые глубины забуривания влекут за собой повышенные затраты материальных и денежных средств на бурение ствола и его крепление вследствие большой протяженности бокового ствола. Кроме того, при малых глубинах забуривания неизбежна работа скважинного насосного оборудования в боковом стволе. Значительные силы трения в насосном подъемнике при работе штанговых установок или изгибающие моменты при спуске электроцентробежных установок будут в значительной мере сокращать межремонтный период механизированной добычи или полностью исключать ее применение этих установок.

С другой стороны, снижение глубины забуривания и уменьшение радиуса искривления ствола БС в зоне набора кривизны можно осуществлять лишь до определенных пределов, после которых исчерпываются возможности применяемого

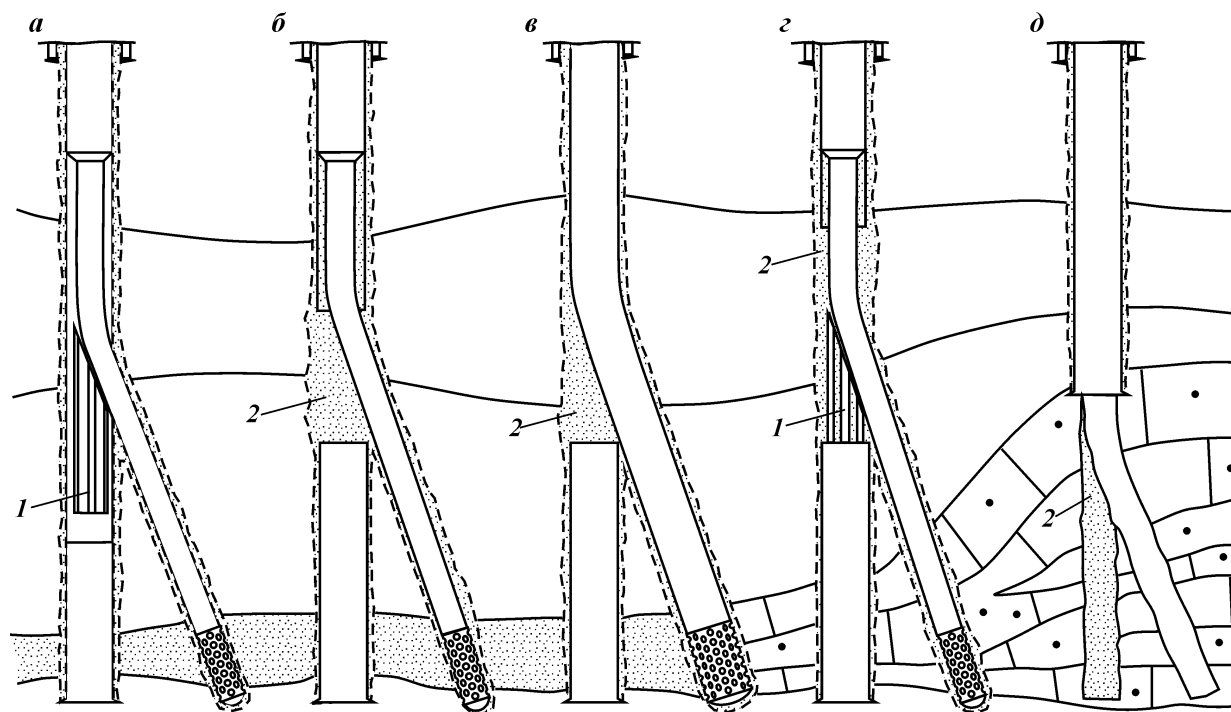


Рис. 2.2. Технологические способы забуривания боковых стволов:
 † – вырезание окна в эксплуатационной колонне; · – вырезание части эксплуатационной колонны; , – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны; „ – комбинированный способ бурения бокового ствола; % – бурение бокового ствола с открытого забоя; 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

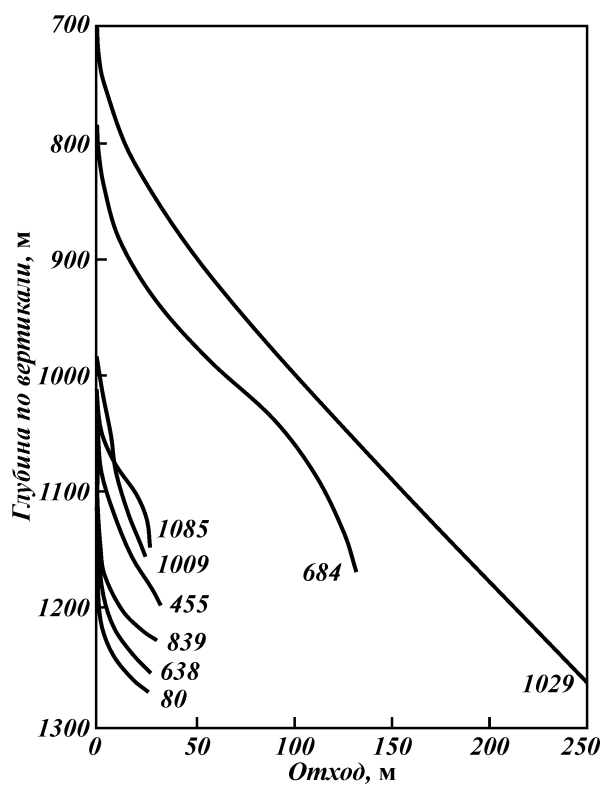


Рис. 2.3. Профили скважин пробуренных боковыми стволами в АНК "Башнефть":
Цифры у кривых – номера скважин

в настоящее время бурового инструмента, в результате чего происходит резкое удорожание проводки. Поэтому должен существовать оптимальный радиус искривления БС в зоне набора кривизны, отвечающий требованиям максимального снижения затрат на бурение и исключения установки глубинно-насосного оборудования в боковом стволе.

2.2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ВСКРЫТИЯ ОКНА В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Основной проблемой бурения боковых стволов в настоящее время является вырезание окна в эксплуатационной колонне скважины и забуривание на начальном участке БС,

обеспечивающее надежный выход инструмента из старого ствола.

Результаты бурения БС на скв. 131 Серафимовского месторождения и скв. 319, 1029 и 455 Туймазинского месторождения показали наличие до 20 % резерва сокращения стоимости строительства БС за счет предотвращения осложнений при забурировании дополнительных стволов. Необходима надежная и дешевая технология забурирования дополнительных стволов, включающая операции вырезания окна и забурирования.

Известны два способа вскрытия окна, применяемые на практике:

- вырезание окна с помощью райбера по клиновому отклонителю;

- полное вырезание участка эксплуатационной колонны с последующей установкой цементного моста.

На базе опыта бурения боковых стволов установлены границы применения обоих способов. В наклонных скважинах с зенитным углом отклонения обсаженного ствола в месте забурирования более 20° применение существующих вырезающих устройств с круговым фрезерованием становится сложным вследствие нарушения центровки режущего органа под действием собственного веса и получения одностороннего щелевидного окна. Для решения этих вопросов необходимо разработать надежные центрирующие элементы и подобрать соответствующий режим работы вырезающего устройства по фрезерованию окна в эксплуатационных колоннах, имеющих зенитный угол в месте забурирования бокового ствола 20° и более. В условно-вертикальных скважинах применение клиновых отклонителей и райберов также связано со значительными осложнениями из-за наличия проблемы ориентации отклонителя. Требуется использовать дорогостоящее оборудование для навигации. Поэтому клиновые отклонители становятся предпочтительнее при зенитных углах основного ствола более 20°. В этих условиях для ориентации возможно применение серийно выпускаемых приборов.

2.2.1. ВЫРЕЗАНИЕ ОКНА С ПОМОЩЬЮ КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ

Основной недостаток серийных отечественных отклонителей заключается в низкой надежности их фиксации в эксплуатационной колонне. В процессе бурения бокового ствола часто наблюдались случаи произвольного поворота клинового отклонителя вокруг своей оси и радиальные смещения его верхней кромки. Повороту отклонителя вокруг своей оси способствует

низкая надежность фиксации сухарей якоря, которые под действием тех или иных сил могут срываться с поверхности колонны. Это приводит к необходимости перебурирования бокового ствола.

Забуривание через окно в обсадной колонне проводят в три этапа: установка клинового отклонителя, фрезерование окна и забуривание бокового ствола. При создании щелевидного окна применяют, как правило, стационарные отклонители. Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании окна получили стационарные клиновые отклонители. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчетной глубине путем установки на цементный мост, металлический забой или стык муфтового соединения обсадной колонны.

В отечественной практике наибольшее распространение получили отклоняющие клинья с фиксацией корпуса в колонне с помощью плашек, устанавливаемых на цементный забой. За рубежом чаще применяют плашечное закрепление с установкой отклоняющего клина в месте стыка труб, как более экономичный способ [19]. В нашей стране применялись отклонители с плоской и желобообразной формой рабочей части клина. Эти конструкции из-за ненадежности крепления в колонне не могли обеспечить заданных параметров забуривания боковых стволов. Так, бурение БС на скв. 131 Серафимовской площади сопровождалось трудностями при повторном пропуске инструмента через вырезанное окно из-за частичного проворачивания клина-отклонителя. Остановимся подробнее на технологии забуривания БС на скв. 131.

Первоначальный забой – 1785 м; искусственный забой – 1782 м.

Конструкция скважины: кондуктор диаметром 324 мм спущен на глубину 211 м, зацементирован до устья; эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спущена на глубину 1785 м, зацементирована с подъемом цемента до глубины 840 м от устья.

Скважина 131 – вертикальная, максимальный зенитный угол $6^{\circ}30'$ на глубине 1000 м по азимуту 24° . На глубине 1700 м зенитный угол составляет $0^{\circ}40'$. Скважина в октябре 1996 г. остановлена ввиду 100%-ного обводнения.

Состояние 168-мм эксплуатационной колонны проверено пропуском шаблона диаметром 143 мм. Шаблон изготовлен из 127-мм бурильной трубы с толщиной стенок 9 мм и общей длиной 7260 м. К телу трубы приварены четыре кольца

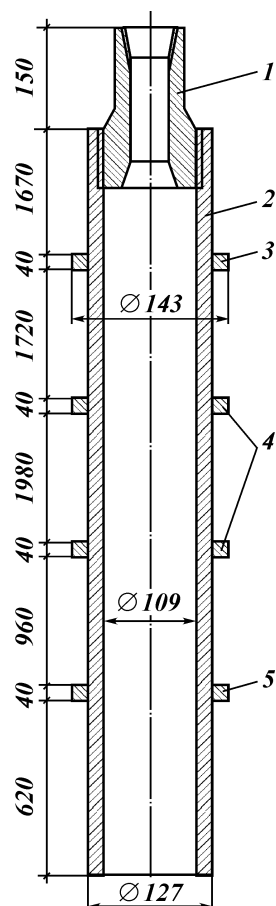


Рис. 2.4. Шаблон для проверки обсадной колонны диаметром 168 мм:
1 – переводник; 2 – корпус; 3 – верхнее кольцо; 4 – промежуточные кольца; 5 – нижнее кольцо

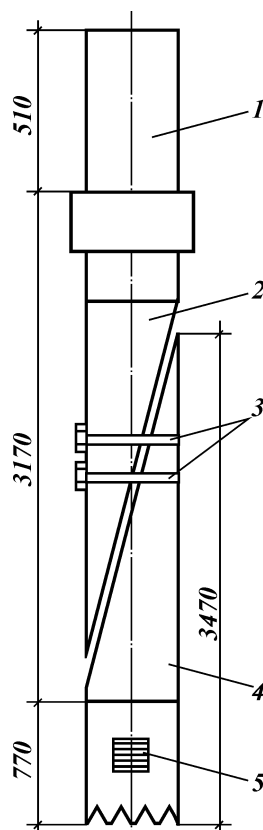


Рис. 2.5. Компоновка клина-отклонителя:
1 – магнитный переводник; 2 – спускной клин; 3 – срезные болты; 4 – отклоняющий клин; 5 – плашки

шириной 40 мм и толщиной 8 мм (рис. 2.4). На каждом кольце выполнены прорезы шириной по 20 мм для выхода промывочной жидкости. Для соединения с 73-мм бурильными трубами ТБПВ навинчен переводник. Длину и диаметр шаблона выбрали из расчета необходимого превышения размеров спускаемого в скважину специального инструмента соответственно на 3–4 м и 2–3 мм. Скважинный шаблон спущен до искусственного забоя 1782 м без осложнений. После этого скважину

промыли в течение 2 ч и проверили проходимость долота В-146С в эксплуатационной колонне до места установки цементного моста. Долото прошло без посадок до глубины 1782 м. Скважину промыли повторно. С целью определения муфт обсадной колонны и места вырезания окна в колонне проведены работы с локатором муфт и запись СГДТ для определения качества цементного камня за колонной. В результате было установлено следующее:

- цементный камень в интервале с 1768–840 м имеет хорошее сцепление;

- плохое сцепление цементного камня наблюдается в интервале 840–340 м;

- цемент отсутствует в интервале 340 м до устья.

Был установлен цементный мост в интервале 1782–1802 м. После ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) провели испытание колонны на герметичность при давлении 6,0 МПа.

Далее произвели цементную заливку моста для установки отклоняющего клина в интервале 1350–1445 м и разбуривание цементного стакана в интервале 1350–1390 м долотом В-146С роторным способом с промывкой технической водой. Собрана компоновка с отклоняющим клином и магнитным переводником для определения положения клина инклинометром ИЭМ-36.

Осуществили ориентированный спуск и установку отклоняющего клина (рис. 2.5) на расчетную глубину 1390,7 м с упором на цементный мост.

- Компоновка для вырезания окна в колонне включала:

- райбер-фрезер РФУ-168 конструкции Башнипинефти;

- УБТ диаметром 108 мм, длиной 4350 мм;

- остальное – бурильные трубы ТБПВ диаметром 73 мм.

Окно в 168-мм эксплуатационной колонне было вырезано за два спуска компоновки с райбером-фрезером РФУ-168. Для обработки окна спускали серийный райбер РПМ-168 и серийный фрезер ФКК-143.

Для очистки скважины от металлической стружки прокачивали две порции (4,5 и 6 м³) глинистого раствора вязкостью 45 с и спускали на клин магнитный фрезер диаметром 118 мм. Магнитом была поднята мелкая стружка – массой около 0,5 кг. После этого долото ПИ-139,7С свободно прошло через головную часть отклоняющего клина.

- В интервале 1390–1393 м бурили при следующем режиме:

- нагрузка на долото 20–25 кН;

- расход жидкости 11–13 л/с при давлении на стояке 7,0 МПа;

- частота вращения ротора 62 об/мин.

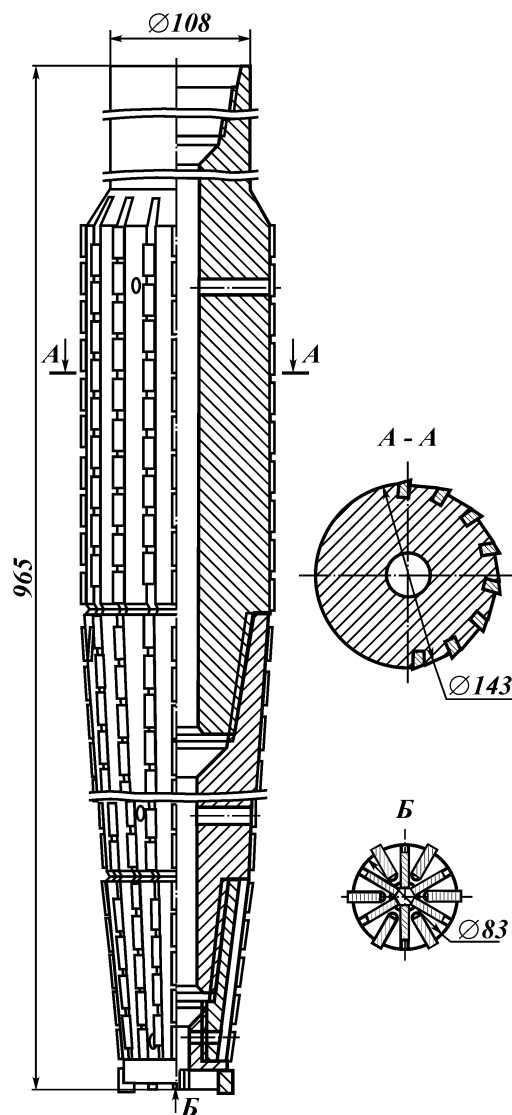
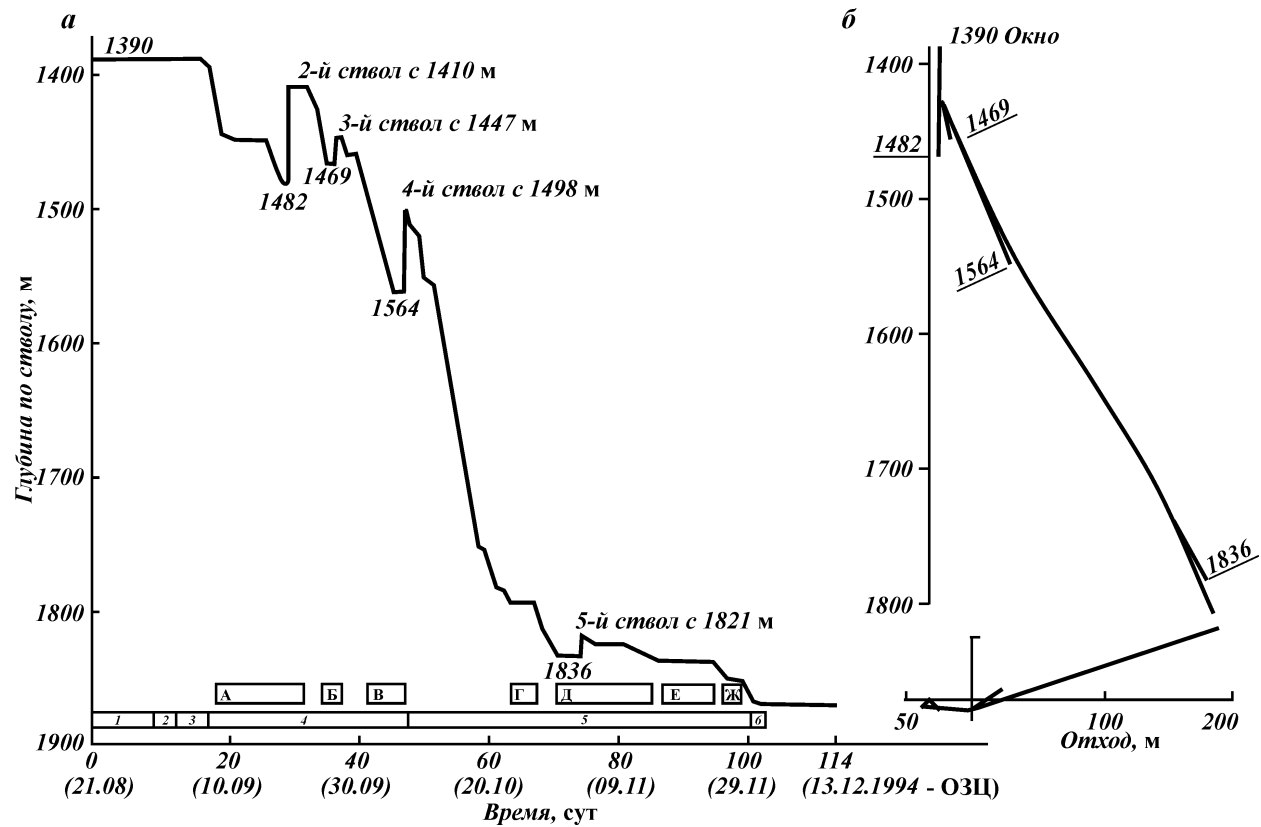


Рис. 2.6. Райбер-фрезер универсальный РФУ-168

Интервал пробурен со скоростью 2,5 м/ч.
В скв. 131 Серафимовской площади забурен боковой ствол с желобообразного клина типа ОЗС-168, который крепился к

Рис. 2.7. График бурения (±) и траектория (·) бокового ствола скв. 131



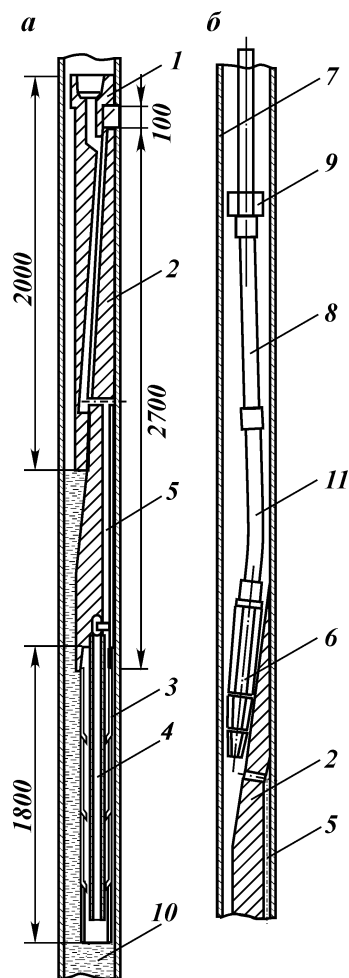


Рис. 2.8. Конструкция клинового отклонителя (а) и схема вырезания окна (б):

1 – спускной клин; 2 – клин-отклонитель; 3 – хвостовик; 4 – центральная труба; 5 – канал; 6 – райбер; 7 – обсадная колонна; 8 – бурильная труба; 9 – центратор; 10 – цементный камень; 11 – УБТ

стенкам скважины фиксаторами для предотвращения расшатывания плашек и поворота отклонителя в процессе бурения скважины.

Процесс вырезания щелевидного окна проходил без больших осложнений с помощью райбера РФУ-168 (рис. 2.6). Однако окно в обсадной колонне неоднократно требовалось обрабатывать, спуская различные райберы типа РФК, РФУ с новым вооружением. В дальнейшем, при бурении бокового ствола осложнение усугубилось из-за отхода и поворота клинового отклонителя, в результате чего было затруднено прохождение инструмента через окно. Неоднократные обработки головной части отклонителя и окна в колонне к положительным результатам не привели. Скважину закончили с применением специального конуса для пропуска инструмента в забуренную боковую скважину. Осложнения в скв. 131, иллюстрируются графиком бурения на рис. 2.7.

Время на проходку БС составило 114 сут. Кроме аварий с инструментом на продолжительность бурения повлияло радиальное смещение верхней кромки отклонителя. Установленный в скважине плашечный клин-отклонитель (см. рис. 2.5) из-за низкой надежности хранения в эксплуатационной колонне не удовлетворяет требованиям качественного вскрытия окна.

Помимо плашечного клинового отклонителя существуют за-

ливные отклонители, однако основной их недостаток состоит в том, что в заливаемых отклонителях канал для подачи цементного раствора выполнен по оси направляющего клина, и ввиду малого угла направляющей плоскости ($1,5-3^\circ$) центральный цилиндрический канал в направляющей плоскости клина приобретает вид продольного окна, длина которого намного превышает диаметр отверстия. Указанное является причиной отклонения вырезающего инструмента от направляющей плоскости клина.

В связи с этим создана конструкция клинового отклонителя, позволившего избежать указанные осложнения (патент РФ № 2119573). Эта конструкция обеспечила надежно фиксацию отклонителя путем его полного цементированья в эксплуатационной колонне (рис. 2.8). Конструкция включает дополнительный спускной клин, примыкающий к основному и образующий с последним цилиндрическую поверхность. Оба клина снабжены каналами для прохождения цементного раствора. После спуска отклонителя до упора в цементный мост и частичной разгрузки веса колонны закачивают цементный раствор до полного заполнения им клина-отклонителя. Затем производят полную разгрузку веса колонны, в результате чего срезаются шпильки, соединяющие отклонитель со спускным клином. После этого выполняют подъем спускного клина и последующий спуск райбера после затвердевания цемента. Основной отклонитель при этом остается надежно зафиксированным в эксплуатационной колонне. Повышение надежности фиксации также обеспечивается нижним удлинителем отклонителя, выполненным из обычной трубы. Испытания клина-отклонителя в Туймазинском и Краснохолмском УБР на месторождениях АНК «Башнефть» и АО «Татнефть» показали 100%-ную надежность фиксации отклонителя.

На рис. 2.9 показаны план и профиль бокового ствола на примере скв. 913 Туймазинской площади, пробуренной с применением заливаемого клинового отклонителя, разработанного в Туймазинском УБР. Данные по бурению приведены ниже.

Метод забуривания дополнительного ствола через щелевидное окно с заливаемого клинового отклонителя исключает возможность произвольного вращения (проворачивания) его относительно вырезанного окна. Таким методом закончено более двух десятков скважин. Однако других видов осложнений, связанных с отклонителем, избежать не всегда удается. Трудно исключить затяжки, прихваты утолщенных элементов

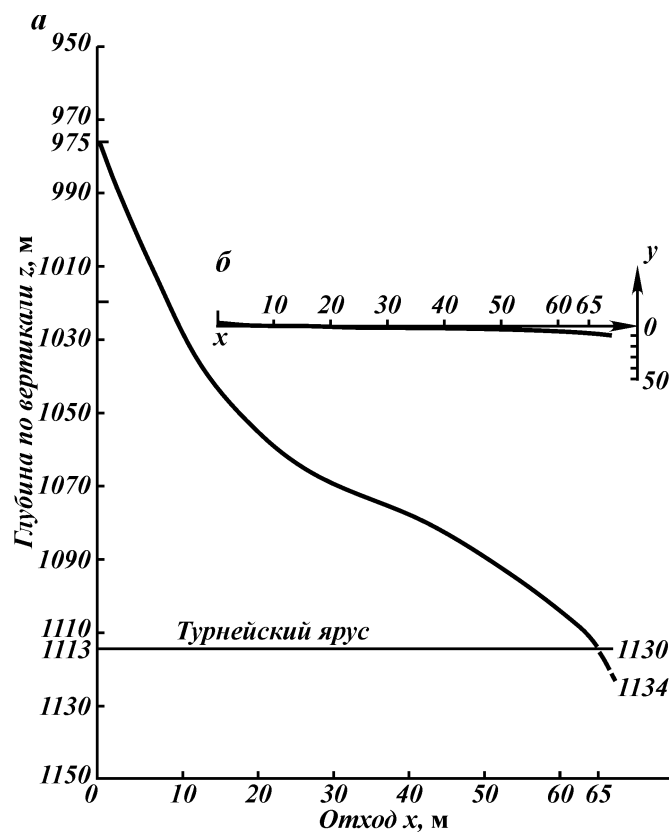


Рис. 2.9. Профиль (а) и план (б) бокового ствола в скв. 913

(замков, центраторов, конуса забойного двигателя, геофизических приборов, долота) при спускоподъемных операциях в щелевидном окне.

Проектный горизонт	Турнейский
Тип буровой установки	А-50
Глубина по стволу, м.....	1134
Отход, м	65
Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес	194
Дебит, т/сут:	
до бурения	1,1
после бурения.....	3,8
Интервал, м:	
бурения бокового ствола	973–1134
спуска 102-мм (4") хвостовика.....	916–1130
открытого ствола	1130–1134

2.2.2. ВЫРЕЗАНИЕ ОКНА С ПОМОЩЬЮ РАЗДВИЖНЫХ ВЫРЕЗАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Образование участка сплошного фрезерования в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. Для этой цели применяют раздвижные фрезеры (труборезы), являющиеся разновидностью раздвижных буровых инструментов-расширителей. Эффективность применения раздвижных фрезеров и расширителей определяется качеством режущего органа, т.е. эффективностью резания, стойкостью к ударным нагрузкам, износостойкостью, проходкой и т.д. В то же время от конструктивных особенностей самого инструмента (надежность, простота использования, практичность) зависит эффективность проведения работ без осложнений, аварий при спускоподъемных операциях и в процессе последующего бурения.

В зависимости от способа и принципа действия трубореза, а также от механизма приведения его режущих органов в рабочее или транспортное положение их можно разделить на следующие группы: гидравлические, гидромеханические, механические и электромеханические.

Принцип действия труборезов гидравлического действия основан на передаче давления промывочной жидкости внутренним узлам, обеспечивающим раздвижение или сдвигание режущих органов. Гидромеханическим обычно называют инструмент, в котором один из его механизмов совершает гидравлическое действие, а другой – механическое (например, возврат режущих органов в транспортное положение).

Труборезы механического и электромеханического действия не получили широкого распространения из-за сложности и невысокой надежности механизма раскрытия, поэтому ограничимся рассмотрением труборезов гидравлического и гидромеханического действия, как наиболее применяемых в практике бурения и отличающихся малыми габаритами, надежностью и практичностью.

Подобные труборезы выполняются по двум схемам:
с неподвижным шпинделем и подвижным корпусом;
с подвижным шпинделем и неподвижным корпусом.

Практически все используемые труборезы и расширители имеют трехлопастное исполнение (три режущих органа). При использовании первой схемы раскрытие режущих органов (лопастей) происходит при движении корпуса вверх относительно присоединенного к бурильной колонне шпинделя за счет давления промывочной жидкости в кольцевой камере, об-

разуемой шпинделем и корпусом трубореza. Достоинство этой схемы заключается в возможности удержания лопастей в раскрытом положении при создании осевой нагрузки и упоре лопастей о забой даже при отключенной промывке. Компактность кулачкового механизма позволяет создавать конструкции с малым наружным диаметром корпуса.

При использовании второй схемы раскрытие режущих элементов происходит при движении шпинделя вниз относительно присоединенного к бурильной колонне корпуса за счет перепада давления промывочной жидкости. Достоинство данной схемы – возможность контроля фиксации момента окончания фрезерования колонны на поверхности по падению давления промывочной жидкости [20, 21]. Такими сигнализаторами оснащены трубореzy ФС-135, разработанные АЗИНМАШем, универсальное вырезающее устройство УВУ, разработанное ВНИИБТ для вырезания колонны диаметром 168 мм. По этой же схеме выполнены расширители серии XL фирмы “Диамант Борт Стратабит”. Лопасты, имеющие форму прямоугольных пластин, поворачиваются на осях-шарнирах при поступательном движении подпружиненного остроконечного штока, соединенного с поршнем [22]. Такое исполнение очень надежно с точки зрения предотвращения заклинивания инструмента в скважине [22, 23].

Общим недостатком данных схем является невозможность создания достаточных усилий врезки лопастей в обсадную колонну при диаметре корпуса менее 140 мм из-за небольшого (по сравнению с длиной лопасти) плеча передачи усилия штока относительно шарнира. Вследствие этого трубореzy, выполненные по второй схеме, применяются для вырезания обсадных колонн диаметром более 146 мм.

При вырезании третьей колонны в Туймазинском УБР трубореz ТРГ-146 “Азимут” полностью вышел из строя. Всего было вырезано около 30 м колонны. Попытка увеличить проходку на ТРГ-146 с применением шестилопастного варианта была безуспешной, так как ослабление сечения корпуса в месте крепления лопастей привело к его слою. Очевидно, такой подход пригоден лишь для инструмента большого диаметра.

Разработана и успешно применена в Туймазинском УБР технология фрезерования окна в колонне конусной частью райбера (без цилиндрической). В последующем окно обрабатывается райбером, т.е. цилиндрическая часть райбера при этом не изнашивается и скорость обработки окна резко возрастает. В скв. 409С Туймазинской площади на фрезерование и обра-

Винтовой секционный двигатель Д1-127 и вырезающее устройство ВУ-168 испытывали на устье скважины при работе одного и двух агрегатов. При работе одного агрегата перепад давления на винтовом двигателе составлял 2,5–3,0 МПа и давление при запуске равнялось 1,5–2,0 МПа, а при подаче промывочной жидкости от двух агрегатов ($Q = 17$ л/с) эти показатели составляли 5,0–5,5 и 0,5 МПа соответственно.

Опрессовка ВУ-168 с насадкой $D = 16$ мм на одном агрегате производилась при давлении 1,0–1,5 МПа. При этом резцы раскрылись полностью. Давление на двух агрегатах достигло 2,0–2,5 МПа. При сбросе давления резцы вернулись в транспортное положение. Таким образом, опрессовка винтового двигателя и вырезающего устройства не выявила каких-либо сбоев в системе.

Очистка промывочной жидкости от стружки и цементного шлама осуществлялась через отстойник-шламоуловитель и емкость вместимостью 28 м^3 .

После проведения подготовительных работ по обеспечению циркуляции и очистки промывочной жидкости приступили к фрезерованию эксплуатационной колонны. Операция по фрезерованию выполнялась в следующем порядке. Работали одновременно два агрегата с подачей воды под давлением 7,0 МПа. Двигатель работал устойчиво. Момент врезания резцов в трубу визуально контролировался по появлению реактивного момента на роторе. Через 35 мин в ловушке появились цементные крошки и мелкая стружка, т.е. обсадная колонна была прорезана, диаметр раскрытия резцов составил 212 мм, после чего приступили к фрезерованию. Далее увеличили давление до 8,0 МПа, а нагрузку на 12 кН, причем винтовой двигатель работал устойчиво, что обеспечивало успешную выработку забоя. Затем увеличили давление до 9,0–10,0 МПа, а осевую нагрузку от 18 до 24 кН, в результате чего скорость вырезания возросла до 0,1 м за 5–6 мин. При этом вырезали 0,5 м за 40 мин (вместе с прорезанием трубы). Глубина забоя составила 992,9 м.

С начала вырезания отфрезеровали участок обсадной трубы длиной 4,9 м за 4 ч 30 мин. Скорость фрезерования составила 1,1 м/ч. Промыв скважину в течение 40 мин, продолжили вырезание обсадной трубы с подачей промывочной жидкости от одного агрегата. Давление поддерживалось в пределах 8,0–9,0 МПа, осевая нагрузка составляла около 18 кН. В интервале 997,8–1000,4 м был использован один агрегат, 2,6 м обсадной трубы вырезано за 3 ч 15 мин со скоростью 0,8 м/ч. В интервале 992,4–1000,4 м было вырезано 8 м трубы за 8 ч.

По результатам каротажа участок вырезанной колонны находился в интервале 992,3–1000,1 м. Длина участка вырезанной обсадной трубы составила 8,7 м, средняя механическая скорость вырезания – 1,08 м/ч.

Результаты ревизии ВУ-168 показали, что режущие элементы резцов изнашивались незначительно. На всех резцах незначительно выкрошены и изношены пластины вследствие удара о стенку трубы, проработки и промывки вырезанного участка обсадной трубы при работающем двигателе с открытыми резцами. Вырезающая часть (торец) изнашивалась всего на ширину 8–12 мм с глубиной 10–14 мм. Резцы были восстановлены без больших затрат.

Вскрытие окна с помощью ВУ-168 и объемного двигателя Д1-127 произведено в 20 скважинах. Результаты вырезания окон были идентичны описанным выше.

В табл. 2.1 приведены сравнительные показатели работы вырезающих устройств в Туймазинском УБР. Работы в скважинах проводились вырезающими устройствами, разработанными ВНИИБТ (УВУ-168), НПП “Азимут” (ТРГ-146) и Туймазинским УБР (ВУ-146, ВУ-168).

В анализируемый период рассмотрена скв. 67, в которой фрезерование окна произведено инструментом ТРГ-146. Было профрезеровано сплошное кольцо высотой 8,4 м в обсадной колонне диаметром 146 мм с механической скоростью 0,3 м/ч. При этом израсходовали четыре комплекта резцов.

Две скважины (319, 1029) профрезерованы вырезающим устройством УВУ-168, разработанным ВНИИБТ. Длина фрезерованного участка со сплошным кольцом в колонне диаметром 168 мм составила 17 м. Средняя механическая скорость при этом была 0,11 м/ч.

Анализ показал, что на данном этапе необходимо разработать конструкцию вырезающего устройства с надежным возвратом резцов в транспортное положение, а также изменить центрирующие элементы, применяемые в УВУ-168.

Для успешного проведения работ по удалению участка колонны и забурированию дополнительного ствола необходимо решить несколько актуальных задач:

- выбор интервала забурирования бокового ствола;
- определение геометрических размеров отклоняющей компоновки;
- определение минимально допустимой длины окна;
- выбор оптимального режима резания колонны;
- установка цементного моста в интервале забурирования;
- выбор технологии забурирования бокового ствола.

§ 2.1

Данные по работе вырезающих устройств в Туймазинском УБР

Тип вырезающего устройства	Разработчик	Диаметр обсадной колонны, мм	Тип привода	Число скважин, в которых фрезеровали окна	Итого		В среднем на скважину		Механическая скорость фрезерования, м/ч
					отфрезеровано, м	время фрезерования, ч	отфрезеровано, м	время фрезерования, ч	
УВУ-168	ВНИИБТ	168	Ротор	2	17,0	155,5	8,50	77,75	0,11
ВУ-168	ТУБР	168	“	2	21,0	31,3	10,50	15,65	0,67
		168	Забойный двигатель Д1-127	20	234,2	279,2	11,71	13,96	0,84
ФР-114/146	НПП “Азимут”	146	Ротор	1	8,4	28,3	8,40	28,30	0,30
ВУ-146	ТУБР	146	“	3	33,0	44,5	11,00	14,83	0,74

При выборе интервала забуривания бокового ствола из обсаженной скважины необходимо руководствоваться следующими соображениями.

1. Окно должно находиться на достаточной высоте от продуктивного горизонта для набора необходимых параметров кривизны. Высота зависит от заданного смещения новой проектной точки от старого забоя и наличия у исполнителя отрабатанных компоновок для безориентированного управления величиной зенитного угла при бурении скважин уменьшенного диаметра. Необходимо иметь в виду, что чем меньше величина отхода от существующего забоя скважины, тем ниже стоимость работ по бурению второго ствола.

2. Выбирать участок вырезания колонны необходимо в интервале качественного цементного кольца за обсадной колонной и напротив устойчивых пород, не склонных к поглощениям промывочной жидкости и обваливанию. При равных условиях предпочтение необходимо отдавать породам с меньшим содержанием абразива во избежание преждевременного износа режущих элементов вырезающих устройств.

При вырезании участка колонны необходимо учитывать следующие факторы. Конструктивные особенности резцов не позволяют продолжительно работать в неотцентрированной части. Как правило, эксплуатационную колонну вырезают от муфты до муфты. Однако вследствие несимметричного расположения колонны относительно оси скважины, особенно в средней части трубы, она максимально приближена к стенке скважины (по концам муфтовое соединение частично выполняет роль центраторов). Поэтому в процессе вырезания при подходе к середине трубы наблюдается уменьшение скорости резания и повышенный износ резцов. Кроме того, присутствие в верхнем конце окна оставленного короткого патрубка и муфты могут впоследствии привести к их отвинчиванию и потере пробуренного участка второго ствола. Исходя из изложенного выше, наиболее предпочтительно вырезать окно от середины до середины трубы, если эта длина достаточна для выполнения поставленной задачи. При этом удаление муфтового соединения, как правило, ничем не отличается от удаления трубы колонны из-за повышенного износа по породе.

Особое внимание в процессе вырезания колонны уделяется режиму резания. Необходимо постоянно осуществлять контроль за выносимым шламом из скважины. По наличию в шламе частиц цементного камня определяется достоверность удаления колонны. Осевую нагрузку необходимо подбирать таким образом, чтобы металлическая стружка имела минималь-

ные размеры, которые не образуют намагниченные металлические стуски и вымываются промывочной жидкостью; наличие стружки больших размеров может привести к прихвату вырезающего устройства в скважине. После окончания работ по вырезанию окна и подъема вырезающего устройства необходимо по характеру износа ножей определить достоверность удаления обсадной трубы. При появлении сомнений целесообразно выполнить исследование микрокаверномером.

Представленное на рис. 2.10 вырезающее устройство предназначено для сплошного фрезерования участка эксплуатационных колонн. Отличительные особенности разработанной конструкции от ранее известных видов следующие.

1. Применены новый механизм возврата резцов в транспортное положение и ограничитель их раскрытия на заданный диаметр.

2. Соединение поршня 5 с толкателем 8 выполнено с помощью резьбы МК 50×4×1:16, в результате чего повысилась надежность работы этого узла. Усилено уплотнение поршня вторым резиновым кольцом 6, увеличен диаметр поршня от 90 до 100 мм, что исключило износ поршня и увеличило расход промывочной жидкости при большем сечении насадки 3 без снижения надежности крепления и раскрытия резцов.

3. Снижена масса резца за счет уменьшения его длины и

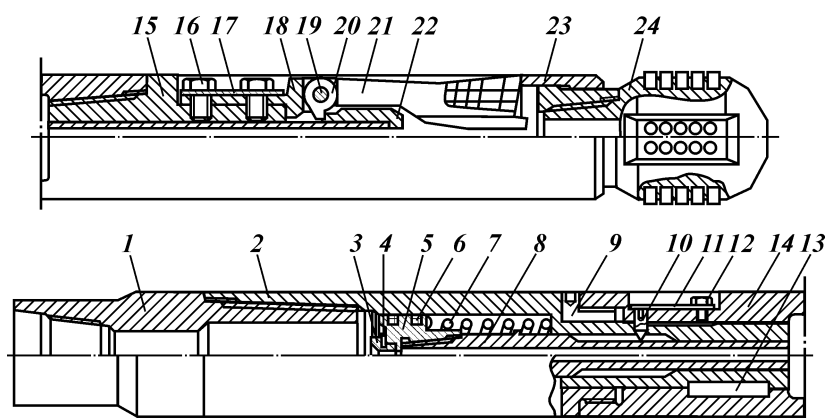


Рис. 2.10. Вырезающее устройство:

1 – переводник; 2 – корпус; 3 – насадка; 4 – прокладка; 5 – поршень; 6 – уплотнение; 7 – пружина; 8 – толкатель; 9 – гайка; 10 – фиксатор; 11 – пружина; 12, 16 – болты; 13 – шпонка; 14 – вставка; 15 – корпус; 17 – шайба; 18 – упор; 19 – ось; 20 – эксцентрик; 21 – резцы; 22 – наконечник; 23 – кольцо; 24 – центратор

сечения, что повысило его продольную устойчивость к осевым нагрузкам и уменьшило до 60 мм длину лезвия резца. Применен селективный подбор режущих пластин, их укладка на резец при его напайке. Уменьшена длина хода толкателя, что значительно снизило силу удара лезвия резца о стенку трубы при их раскрытии. Повышена прочность элементов крепления резцов: упора 18, оси 19, болтов 16.

4. Применены лопастные центраторы: верхний над двигателем, нижний 24 на конце вырезающего устройства с армированными лопастями (использованы твердосплавные зубки).

5. Применена пластинчатая пружина 11, обеспечивающая надежную работу аварийного механизма для возврата резцов в транспортное положение.

После спуска инструмента на необходимую глубину во внутреннюю полость закачивают промывочную жидкость под давлением приблизительно 10 МПа. Жидкость, воздействуя на подпружиненный поршень 5, заставляет перемещаться шток 8 и наконечник 22. Последний своей конусообразной поверхностью отжимает пять резцов 21, выводя их в рабочее положение.

Фрезерование производится постепенной подачей инструмента при постоянном давлении нагнетания промывочной жидкости. При завершении процесса давление жидкости сбрасывается. Поршень 5 под действием пружины 7 возвращается в исходное положение, а наконечник 22 своим верхним уступом упирается в эксцентрик 20 и возвращает резцы в транспортное положение для извлечения вырезающего устройства из скважины.

С помощью разработанного устройства на ряде скважин удалось вырезать одним комплектом резцов (лопастей) участки колонны длиной до 17 м без заклинивания резцов и прихвата инструмента. На вырезаемых участках колонн на скважинах старого фонда стволы имели зенитный угол от 0 до 20°. В одном случае на скв. 2122 Сабанчинской площади не удалось вырезать полностью заданный интервал. Причиной неудачи был большой зенитный угол в месте вырезания участка, составивший 23°. За два спуска ВУ-168 всего вырезали 2,2 м. В процессе вырезания наблюдалось резкое снижение скорости резания. После каждого подъема ВУ-168 выявлен повышенный износ резцов (лопастей).

Таким образом, предварительно можно сделать вывод о том, что использовать вырезающие устройства целесообразнее в скважинах старого фонда с зенитными углами в месте вырезания не более 20°.

Из табл. 2.1 видно, что разработанные устройства ВУ-146 и ВУ-168 имеют более высокие эксплуатационные показатели. В период с августа 1997 г. по сентябрь 1998 г. проведено сплошное фрезерование на участке длиной 296 м за 383,3 ч чистого времени. В среднем на одну скважину отфрезеровано 11,4 м обсадных труб различного диаметра. Средняя механическая скорость фрезерования была равна 0,773 м/ч, а затраты времени фрезерования на один интервал составили 14,74 ч. Фрезерование окна с вырезающими устройствами проводили вращением инструмента ротором. В 20 скважинах окна вскрыты с применением гидравлических забойных двигателей. Особенно важное место занимает предложенная технология фрезерования окна с применением гидравлических двигателей в скважинах, где затруднено вращение всего инструмента или это приводит к большим энергетическим затратам. Работы по вскрытию окна по этой технологии возможно проводить со станков, в которых отсутствуют достаточно мощные роторы, и станков меньшей грузоподъемности.

При сравнении разработанных вырезающих устройств с однотипным инструментом, который применялся на месторождениях АНК «Башнефть», видны преимущества первых. Как уже отмечалось выше, ТРГ-146 имеет механическую скорость 0,296 м/ч (данные по скв. 67-Сатаево), тогда как с использованием ВУ-146 на трех скважинах тремя комплектами резцов вырезано 33 м с механической скоростью 0,74 м/ч.

С вырезающим устройством ВУ-168 профрезеровано 255,2 м. Механическая скорость составила 0,8 м/ч, а подобным инструментом (УВУ-168 разработки ВНИИБТ) получена на двух скважинах скорость 0,11 м/ч. Необходимо отметить, что вскрытие окна с применением ВУ-146 и ВУ-168 было проведено без значительных осложнений в процессе работы.

2.3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ПОМОЩЬЮ КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ

В 2000 г. в АНК «Башнефть» началась работа по созданию современного комплекта инструментов для бурения БС с помощью клиньев-отклонителей, позволяющих в нескольких раз сократить сроки и затраты на проводку новых стволов. Этапы разработки инструмента и направления, по которым велись работы, представлены на рис. 2.11.

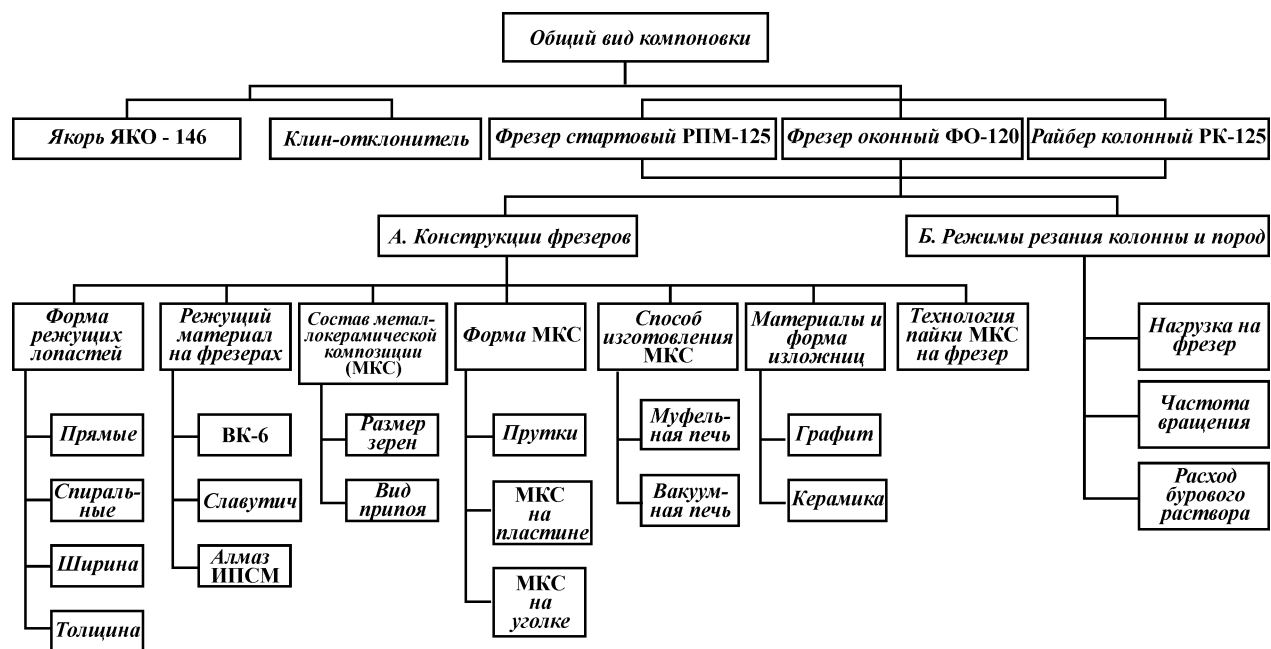


Рис. 2.11. Этапы разработки комплекта инструмента для забуривания БС

Разработанная в Башнипинефти компоновка инструмента получила наименование *клиновое устройство механического типа КУМ* с механическим креплением в обсадной колонне за счет упора устройства в искусственный забой. Конструкция клинового механического устройства состоит из собственно клина, фрезера и якоря. Данная модификация отклоняющего устройства испытана на нескольких скважинах АНК «Башнефть».

Собранное на устье скважины клиновое устройство спускается на бурильных трубах до искусственного забоя. После чего за счет разгрузки инструмента до 80 кН происходят раскрытие лап якоря и фиксация клинового устройства в заданном интервале. Одновременно срезаются винты, которыми райбер через хвостовик крепился к клину. Затем инструменту придается вращение и при опускании начинается вырезание окна в обсадной колонне.

Как правило, после проходки участка длиной 50 см пилотный райбер извлекается из скважины и заменяется на оконный фрезер типа ФО-126. В верхней части корпуса этого фрезера выполнена присоединительная замковая резьба, а нижняя часть снабжена шестью промывочными отверстиями.

Технология изготовления фрезера оконного та же, что и пилотного райбера РПМ-125 [8]. Отличие заключается только в схеме армирования торцевой части фрезера. Центр фрезера диаметром 50 мм имеет сплошное вооружение из металлокерамического сплава (МКС). От этой армированной зоны отходят радиально и под углом сегменты МКС, переходящие на цилиндрическую часть райбера. Окно в обсадной колонне, частично прорезанное пилотным райбером, окончательно формируется оконным фрезером.

В сборочном цехе бурового предприятия клиновой отклонитель КУМ-146 полностью собирается и проверяется на совместимость деталей каждого узла. После подгонки деталей отклонитель разбирается на следующие узлы:

- пилотный райбер с соединительным хвостовиком;
- клин с переводником;
- якорь с плашками, собранный в транспортное положение;
- соединительные срезные болты;
- переводник.

В таком виде отклонитель доставляется на буровую. На приемных мостках собирается компоновка в следующем порядке:

- на 108-мм УБТ длиной 6–6,5 м через переводник навинчивают пилотный райбер;

хвостовик пилотного райбера соединяют при помощи срезных болтов с клином, головки болтов прихватывают электросваркой к клину, чтобы предотвратить их выпадение в скважину;

к клину при помощи оси и шарнирного переводника присоединяют якорь, ось для предотвращения выпадения приваривают сваркой к корпусу клина.

При ориентированном спуске клинового отклонителя вместо 108-мм УБТ используют одну стальную бурильную трубу диаметром 89 мм для установки контейнера кабельного ориентатора. Предварительно на буровых мостках путем проталкивания прибора в контейнер и установки на посадочное устройство отбивается “ноль” прибора в соответствии со скошенной поверхностью клина.

Собранная компоновка поднимается на буровую и производится спуск клинового устройства до искусственного забоя со скоростью 0,6 м/с инструмента, не допуская посадок более 20 кН. Расчет длины всей компоновки и бурильных труб производится таким образом, чтобы упорная гайка якоря находилась от искусственного забоя на расстоянии 1–3 м. В данном случае муфта последней бурильной трубы будет находиться над ротором в зажатых клиньях ПКР в удобном положении для навинчивания и отвинчивания ведущей трубы.

После спуска клинового отклонителя на расчетную глубину навинчивают ведущую трубу, включают буровой насос, восстанавливают циркуляцию, производят промывку в течение 0,5–1 цикла и ориентирование клинового отклонителя по проектному азимуту путем спуска прибора на кабеле внутрь бурильного инструмента. При необходимости бурильный инструмент проворачивается ротором или машинными ключами. После ориентирования клина поднимают ориентатор, навинчивают ведущую трубу и плавно устанавливают клиновое устройство на искусственный забой. Раскрытие лап якоря происходит при разгрузке бурильного инструмента на 50–80 кН. При последующей выдержке в течение 10 мин для внедрения плашек в стенку эксплуатационной колонны и фиксации клина в заданном направлении одновременно срезаются соединительные болты, с помощью которых соединяется хвостовик райбера с клином. Вращением бурильного инструмента приступают к фрезерованию колонны. Испытания комплекта инструмента для забуривания боковых стволов проводились на пяти скважинах:

скв. 1520 Туймазинской площади – в декабре 2000 г.;

скв. 156 Мустафинской площади – в марте 2001 г.;

скв. 3007 Бураевской площади – в июне 2001 г.;
 скв. 7587 Арланской площади – в июле 2001 г.;
 скв. 7583 Арланской площади – в октябре 2001 г.

Режимы фрезерования пилотным райбером приведены в табл. 2.2.

На скв. 1520 Туймазинской площади после отработки РПМ-125 в течение 7 ч подняли бурильный инструмент и обнаружили, что в скважине остался хвостовик от пилотного райбера. Райбер имел износ по торцовой части, по диаметру износ был незначительным.

Продолжительное проведение работ по вскрытию окна райберами РМС-146 не привело к успеху, так как райберы становились на головную часть хвостовика и вращались вместе без фрезерования стенки эксплуатационной колонны. Боковой ствол в скважине забурили после фрезерования УВУ-146 сплошного участка колонны и установки цементного моста.

После первого испытания клинового устройства были выявлены следующие недоработки:

при наличии резьбового соединения пилотного райбера с хвостовиком необходимо последний фиксировать с целью предотвращения отвинчивания стопорным винтом или изготавливать райбер цельным;

интервал фрезерования РПМ-125 данной конструкции должен быть не более 50–60 см, так как при большем интервале фрезерования хвостовик начинает работать на излом.

Испытания инструмента для бурения БС проведены Башнипинефтью на скв. 156 Мустафинской площади. После спус-

Таблица 2.2

Режимы фрезерования райбером РПМ-125

Параметры	Номер скважины, площадь			
	1520, Туймазинская	156, Мустафинская	3007, Бураевская	7585, Арланская
Интервал фрезерования, м	1377,0–1378,0	1064,9–1065,4	1327,7–1328,2	1311,0–1311,3
Проходка, м	0,95	0,5	0,5	0,3
Частота вращения ротора, об/мин	80–90	60–70	75	65
Давление на стояке, МПа	5–6	4	5	7
Нагрузка на фрезер, кН	10–20	12–18	15–20	10–15
Подача насоса, л/с	10	11	10	11
Время фрезерования, ч	7	2,25	0,75	0,5

ка и установки клина КУМ-146 в ствол с зенитным углом 42° за 2 ч 15 мин профрезеровали участок длиной 50 см, подняли бурильный инструмент и сменили пилотный райбер на многолезвийный сварной райбер РМС-146 с наконечником, вооруженным сверхтвердым материалом славутич. При работе РМС-146 проработали пилотным райбером интервал фрезерования 1064,9–1065,4 м за 30 мин. Далее продолжили фрезерование 40 см колонны в интервале 1065,4–1065,8 м в течение 5 ч 30 мин. Из-за резкого падения скорости фрезерования решили поднять райбер. После подъема обнаружили, что в скважине остался наконечник – отвинтился по резьбовому соединению. Поднять или разрушить наконечник не удалось. После нескольких суток работы на клине он начал проворачиваться, проходимость через голову клина ухудшилась. Участок ствола зацементировали и произвели забуривание с моста после сплошного фрезерования участка колонны.

На следующей скв. 3007С-1 Бураевской площади при спуске клинового устройства КУМ-146 для уменьшения усилия срезания болтов оставили только два срезных болта М-12. При установке клинового устройства на искусственный забой в вертикальный ствол болты срезались при нагрузке 70 кН. Пилотным райбером фрезеровали в интервале 1327,7–1328,2 м – участок длиной 50 см за 40 мин. После подъема пилотный райбер сменили на РМС-146, которым профрезеровали 1 м 33 см за 5 ч 30 мин в интервале 1328,2–1329,53 м, далее проходка прекратилась.

После подъема райбера обнаружилось, что произошел износ по диаметру со 127 до 122 мм. Вооружение торцевой части изнашивалось неполностью, а в центральном промывочном отверстии диаметром 20 мм заклинило часть вырезанной обсадной колонны в виде “языка” длиной 30 см (рис. 2.12). Таким образом, при фрезеровании эта вырезанная часть колонны, заклиненная в промывочном отверстии, препятствовала дальнейшему углублению райбера. Новым райбером той же конструкции диаметром 124 мм в интервале 1329,5–1330,9 м за 4 ч профрезеровали 1 м 40 см, после чего на поверхности появились кусочки цементного камня и породы. В дальнейшем боковой ствол был успешно пробурен, причем бурильный инструмент свободно прошел через вырезанное окно.

После испытания комплекта инструмента на скв. 3007С-1 разработали и изготовили новую конструкцию фрезера оконного типа ФО-126 без центрального промывочного отверстия (см. рис. 2.12), который был испытан на скв. 7585С-1 Арланской площади в стволе с зенитным углом 42° . Ориентирован-

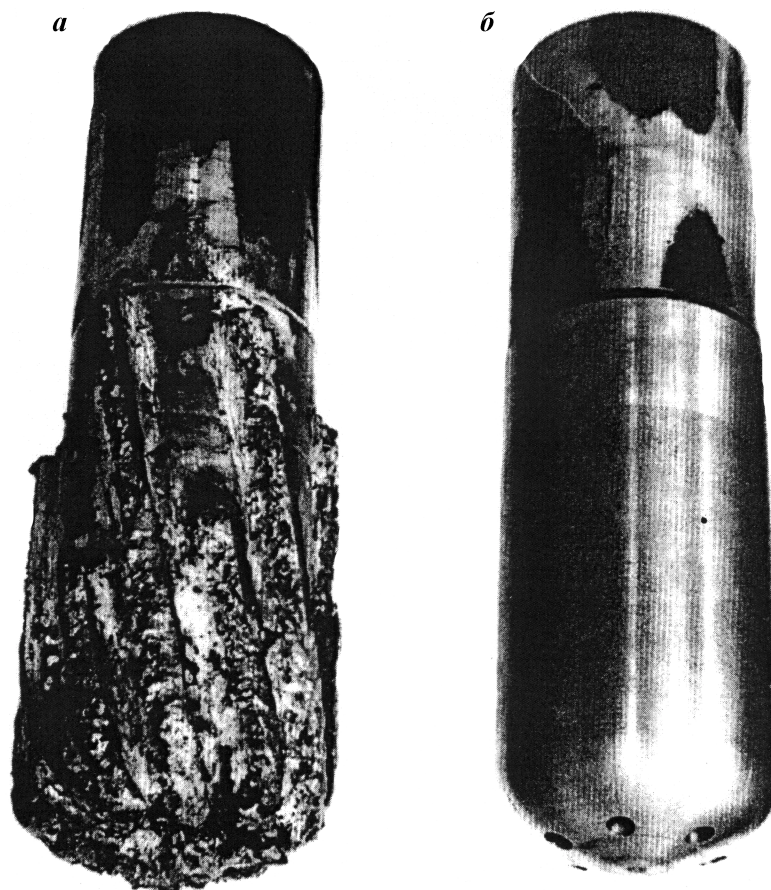


Рис. 2.12. Готовый фрезер оконный типа **ФО-126** (а) и корпус (б)

ное забуривание бокового ствола на этой скважине с клина типа КУМ-146 за два рейса нового многолезвийного фрезера **ФО-126** и райбера **РФУ-146** была успешно выполнена за 2 сут. Режимы фрезерования колонны фрезерами **ФО-126** и **РФУ-146** приведены в табл. 2.3.

На фрезере **ФО-126** произошел износ вооружения на торцевой части и образовались две кольцевые выработки глубиной 10 мм и шириной 5 мм: одна выработка по диаметру 52 мм, а вторая – по диаметру 92 мм (рис. 2.13). Износ **РФУ-146** незначительный, но имеются сколы нескольких твердосплавных резцов в нижней части.

Таблица 2.3

Режимы фрезерования фрезерами ФО-126 и РФУ-146

Проход- ка, м	Время, мин (на 10 см)	Нагруз- ка, кН	Вес на крюке, кН	Проход- ка, м	Время, мин (на 10 см)	Нагруз- ка, кН	Вес на крюке, кН
Фрезер ФО-126				Фрезер РФУ-146 (РФУ-146В)			
0,1	5	2	190	1,2	14	35	158
0,2	5	12	180	1,3	14	32	161
0,3	7	20	173	1,4	20	28	165
0,4	6	20	173	1,5	21	33	160
0,5	10	15	178	1,6	21	32	161
0,6	7	22	170	2,0	60/4	33	160
0,7	7	24	168				
0,8	21	26	166				
0,9	27	26	166				
1,0	30	27	165				
1,1	55	32	160				

Далее бурение бокового ствола было продолжено прямой компоновкой отклонителями ШОР-105 (2,5°) и ОВУШ-105 (1,96°). При последующем спуске отклонителя ОВУШ-105 с большим перекосом осей кривого переводника (2,62°) он не прошел через окно. Все последующие попытки восстановить проходимость через окно оказались неудачными. Повторную попытку забурирования нового бокового ствола на скв. 7585С-1 Арланской площади пришлось выполнять путем сплошного фрезерования части колонны устройством ФКР-146 с последующим уходом с моста. На вскрытие окна и последующее забурирование было затрачено 6 сут.

Причина смещения клина, по-видимому, заключается в слабом заякоривании трехплашечного якоря типа ЯКО-146 при больших зенитных углах, составляющих 41–42° на скважинах на Мустафинской и Арланской площадях, или в коротком окне, препятствующем пропуску отклонителей через окно.

С целью уточнения схемы вооружения фрезера и характера его износа при забурировании боковых стволов был изготовлен еще один оконный фрезер ФО-127 прежней конструкции. Отработка фрезера производилась на скв. 7583 С-1 Николо-Березовской площади на глубине 1303,3 м на заливном клине типа КОЖ-146. Проходка на этот фрезер составила 1,4 м за 3 ч 30 мин. После подъема инструмента было обнаружено, что износ торцевой части фрезера такой же, как и на скв. 7585С-1 Арланской площади, т.е. аномальный кольцевой износ вооружения рядом с промывочными отверстиями. Затем продолжили фрезерование окна реставрированным фрезером той же конструкции. За 1 ч прошли 10 см, после чего проходка прекра-

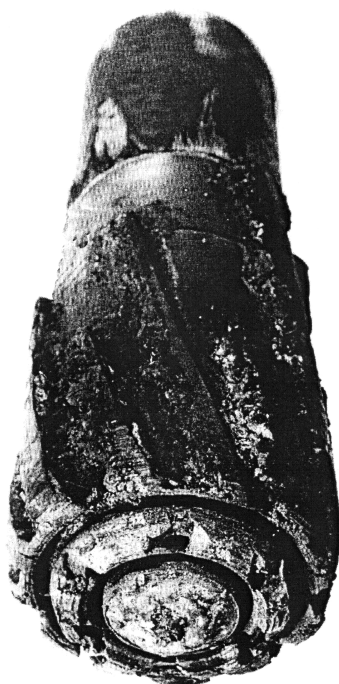


Рис. 2.13. Фрезер типа ФО-126
№ 1 после обработки

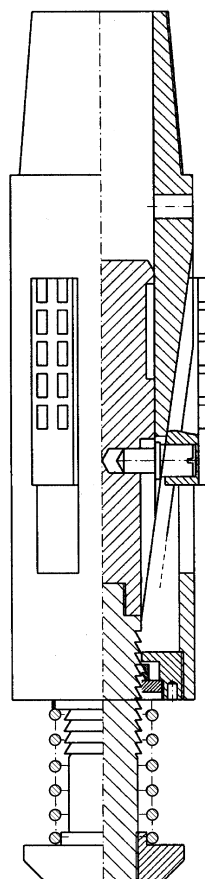


Рис. 2.14. Якорь клина-отклонителя

тилась. После подъема было установлено, что износ вооружения фрезера имеет аналогичную картину – кольцевая выработка на торцевой части в местах расположения промывочных отверстий. Заканчивать фрезерование вновь пришлось райбером РФУ-146.

Как показал анализ промысловых испытаний, инструмент, используемый для забуривания боковых стволов, нуждается в модернизации. С целью повышения надежности крепления клинового устройства при бурении бокового ствола частично изменили конструкцию клина типа КУМ и якоря. Цилиндрическая часть клина была увеличена на 500 мм. Для снижения крутящего момента увеличили радиус желоба клина на 5 мм.

Кроме того, были ужесточены допуски на обработку отверстия под ось переводника и на ось, что должно повысить усилие фиксации клина в скважине в вертикальном положении.

Для повышения надежности крепления клина в обсадной колонне угол направляющего паза в корпусе якоря (рис. 2.14) уменьшен до 8° , что обеспечивает самозаклинивание лап в рабочем положении. Шток якоря в новом варианте сборный и состоит из поршня и собственно штока. Это облегчает регулировку и упрощает сборку якоря.

Фиксация клина в вертикальном положении осуществляется за счет внедрения лап якоря в стенки обсадной колонны. В модернизированном якоре подобрана новая сталь, обеспечивающая закалку лап до 55 HRC, что гарантирует внедрение гребешков последних в стенки обсадной колонны.

Промысловые испытания инструмента выявили ряд конструктивных и технологических недоработок райберов. Так, при работе райбера пилотного типа РПМ-146 на скв. 1520 Туймазинской площади отвинтился хвостовик. В связи с этим присоединительную метрическую резьбу хвостовика с корпусом райбера М60×2 заменили на замковую резьбу 3-63,5 (ГОСТ 5286-75).

При анализе отработанных райберов установлено, что проходку на инструмент ограничивает слабое вооружение торцевой и верхней частей конусного сектора райберов. Кроме того, размещение промывочного отверстия соосно с корпусом райбера создает условия для обуривания части обсадной колонны и захода ее в корпус райбера.

Разработаны также наконечники, вооружение которых комбинировано – на основную площадь нанесен металлокерамиче-

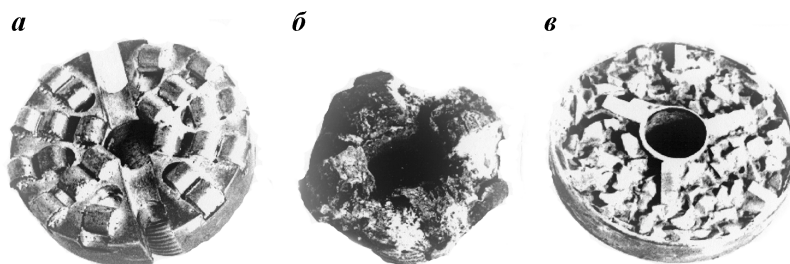


Рис. 2.15. Наконечники для райберов, армированных:
а – славутичем; *б* – металлокерамическим сплавом; *в* – металлокерамическим сплавом и твердосплавными пластинами

ским сплавом, а центральное отверстие усилено твердосплавными пластинами типа Г20×15 (6,5) (рис. 2.15). Наружная часть наконечника по диаметру также усилена тремя твердосплавными пластинами типа 62252 (ГОСТ 25393–82).

С целью увеличения длины и ширины окна для прохождения двигателей-отклонителей в компоновке, вырезающей окна, предусмотрен второй колонный райбер, устанавливаемый выше зарезного райбера.

2.4. РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЕ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ДЛЯ КНБК

Для безориентированного управления траекторией ствола наклонной или горизонтальной скважины при бурении забойными двигателями наиболее часто используются КНБК с одним или двумя опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ). Такие КНБК при бурении в изотропных породах с платформенным залеганием пластов обеспечивают более или менее удовлетворительный безориентированный набор или спад зенитного угла.

Для дополнительного управления азимутом в случае отсутствия заметного влияния неблагоприятных горно-геологических факторов используется простое правило. Так, при наборе зенитного угла (КНБК с долотом и стабилизатором на ниппеле двигателя, с долотом и полноразмерным наддолотным калибратором и др.) долото фрезерует верхнюю стенку скважины и, “набегая” вдоль цилиндрической образующей ствола в сторону вращения (со смещением относительно вертикальной плоскости, проходящей через центр забоя), стремится увеличить азимут скважины, а при естественном спаде зенитного угла, наоборот – уменьшить азимут или стабилизировать его. Последний случай удовлетворительно объясняется влиянием закручивания колонны и пространственной, а не плоской формой упругой деформации КНБК. Влияние этих факторов до настоящего времени изучено недостаточно полно и иногда ошибочно объясняется воздействием гироскопического эффекта, для ощущения которого необходима частота вращения долота не менее 8000–10 000 мин⁻¹.

Для стабилизации зенитного угла и азимута скважины в промысловой практике также наибольшее распространение получили КНБК с одним – двумя ОЦЭ.

Практически во всех случаях использования распространенных видов КНБК (использование специальных управляю-

щих устройств не рассматривается) регулирование управления траекторией ствола обеспечивается практически за счет изменения диаметров ОЦЭ и варьирования расстояний между ними. Поэтому на каждой буровой для проводки наклонных скважин необходимо иметь запас ОЦЭ (до 7–15) или обеспечивать возможность их своевременного подвоза.

В результате все более широко начинает развиваться предложенная в свое время ВНИИБТ и рядом ведущих зарубежных буровых подрядчиков тенденция к переходу от ОЦЭ с жесткими центрирующими или калибрующими ребрами к калибраторам, стабилизаторам и центраторам со сменными лопастями регулируемого (непосредственно перед спуском в скважину) диаметра или управляемых тем или иным способом оперативным путем по показаниям, например, телеметрической системы.

Кроме того, исследования последних десятилетий и анализ известного промыслового опыта подтвердили целесообразность в отдельных случаях возможной дополнительной комплектации ОЦЭ простыми приспособлениями и узлами, обеспечивающими дополнительные функции:

- кольматацию ствола скважины при бурении в зонах продуктивного и верхнего водоохранного комплексов, а также при возникновении некоторых видов осложнений;

- дополнительную высокочастотную турбулизацию потока на забое или усиление естественной с помощью встроенных гидрогенераторов или турбулизаторов с целью улучшения промывки забоя и дополнительной кольматацией стенок скважины отдельными частицами выбуренной породы;

- снижение дифференциального давления на забой скважины;

- возможность в отдельных случаях локальной проработки (на участках интенсивного искривления) или расширения ствола (для повышения качества изоляции эксплуатационной колонны в зоне продуктивного комплекса или для ликвидации поглощений с установкой потайных колонн);

- возможность использования ОЦЭ для принудительного вращения нижней части КНБК по траектории вокруг оси скважины (при эксплуатации ОЦЭ в режиме эксцентричного вращающегося ниппеля), а не вокруг собственной оси, с целью резкого (по сравнению со стандартными ОЦЭ – кратного) снижения влияния отклоняющей силы на долоте на интенсивность изменения зенитного угла (обеспечение малоинтенсивного набора или спада);

- обеспечение формирования поперечного сечения ствола в виде правильного цилиндра, устранения или снижения влия-

ния набегания долота при вращении на стенку скважины на изменение азимута скважины;

гашение поперечных параметрических колебаний долота в целях повышения скорости бурения, формирования поперечного сечения скважины в виде правильного цилиндра (за счет принудительного центрирования долота в скважине), снижения интенсивности загрязнения прискважинной зоны пласта продуктивного коллектора и др.

Указанным условиям в наибольшей мере удовлетворяют разработанные и испытанные в промысловых условиях в 1997–1998 гг. гидравлические калибраторы с самовыдвигающи-

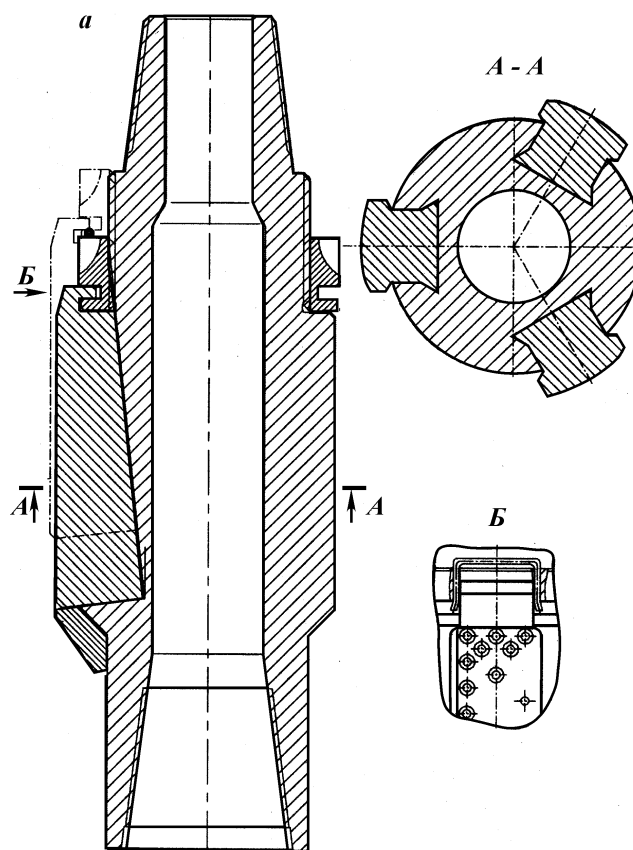
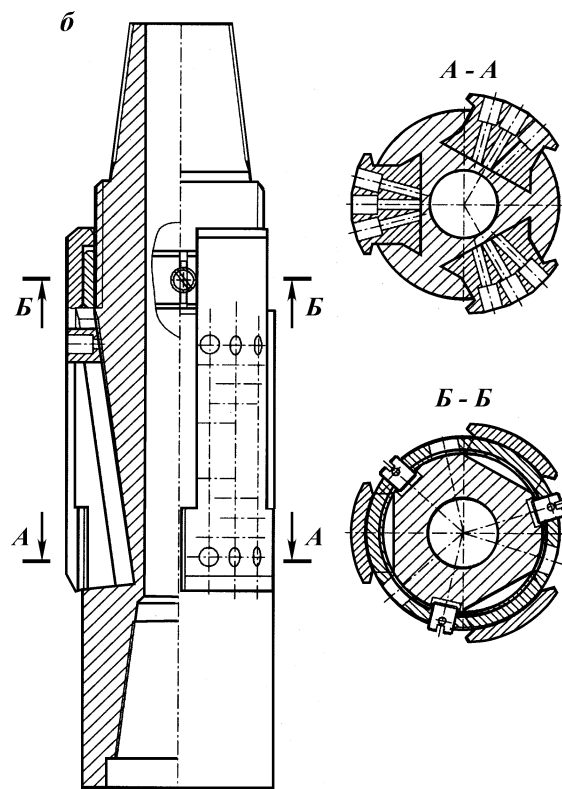


Рис. 2.16. Калибраторы:
а – КСМРМп2; б – КСМР-122–135; в – КСМРМ-295,3

мися ребрами моделей КПр-215 (прямолопастного) и КС-215,9 (спирального). Однако промысловые испытания гидравлических калибраторов, несмотря на их эффективность (в режиме “эксцентричного вращающегося ниппеля” была обеспечена полная, притом устойчивая стабилизация азимута) в целом выявили их основной недостаток – необходимость профилактического обслуживания из-за наличия трущихся поверхностей, уплотняемых резиновыми кольцами круглого сечения.

Необходимость в профилактическом обслуживании привела к необходимости перехода к более устойчивым к внешнему воздействию и не требующим профилактического обслуживания калибраторам модели КСмР с регулируемым непосредственно перед спуском в скважину диаметром.

Испытания первой модели КСмР подтвердили приемлемость



использования их для бурения в твердых породах в режимах и обычного калибратора, и эксцентричного ниппеля. Однако одновременно выявилась и потребность модернизации, связанная с необходимостью:

облегчения и повышения надежности регулирования диаметра;

увеличения опорной поверхности ребер при бурении в мягких породах;

усиления вооружения при наличии в скважине абразивных

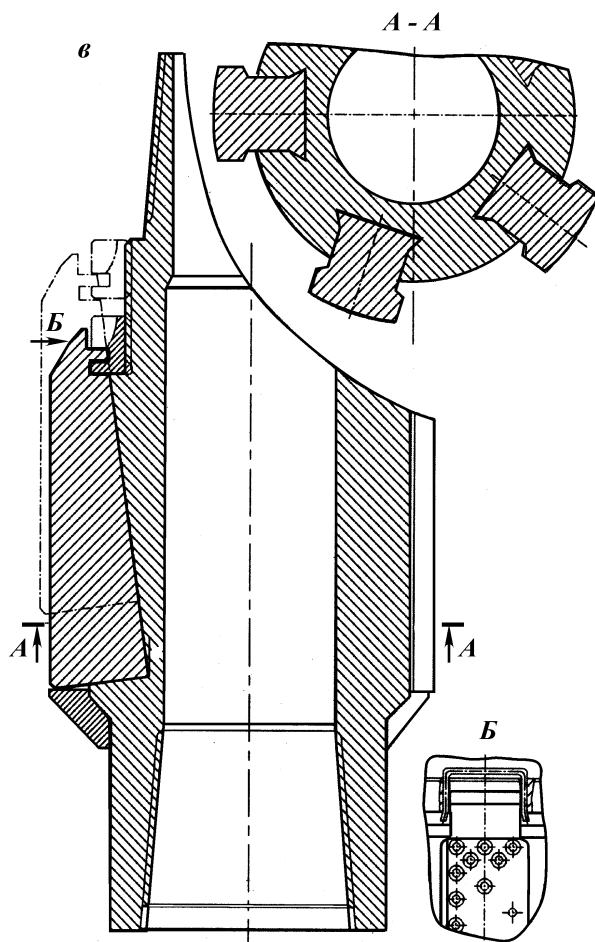


Рис. 2.16. Продолжение

частиц песка (одновременно затрудняющих использование стабилизаторов СН).

По результатам проведенных промысловых исследований первой модели Башнипинефтью были разработаны совместно с НПФ "Технология" УГНТУ рабочие чертежи на новые или модернизированные модели ОЦЭ прямолопастные механического типа (расширители – гидравлического) и только регулируемого диаметра (в том числе ранее разработанные первые модели, удовлетворительные для бурения в твердых породах,

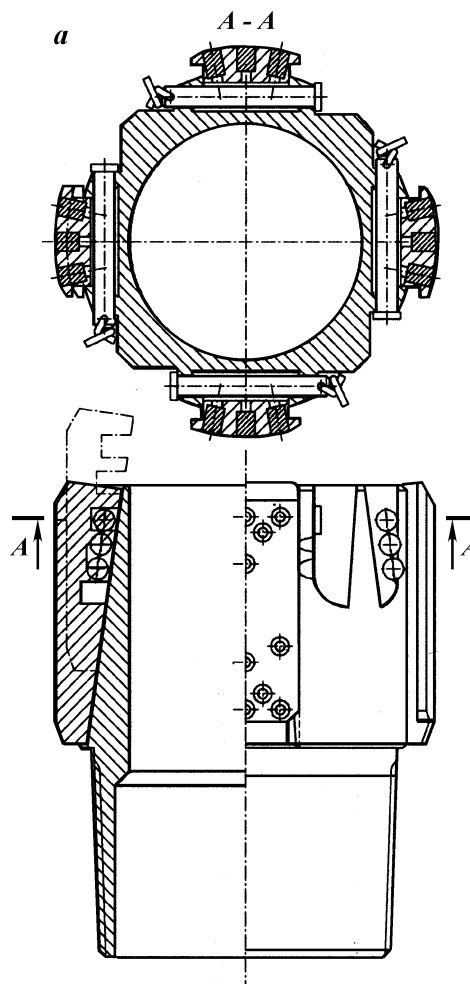


Рис. 2.17. Стабилизаторы:
a – СШНМ-215,9; *б* –
 СШНМ-295,3; *в* – СШВМ-
 215,9; *г* – СШВМ-295,3

были заменены на модернизированные, удовлетворяющие условиям проводки скважин и в твердых породах Урало-Поволжья и в мягких Западной Сибири):

калибратор КСмРМп2 (215,9) – для мягких пород (рис. 2.16, а);

калибратор КСмРМЗ (215,9) – универсальный, повышенной износостойкости;

калибратор малого диаметра КСмР-122–135 (рис. 2.16, б);

калибратор КСмР-142–157;

модернизированный универсальный калибратор КСмРМ-259,3 (рис. 2.16, в);

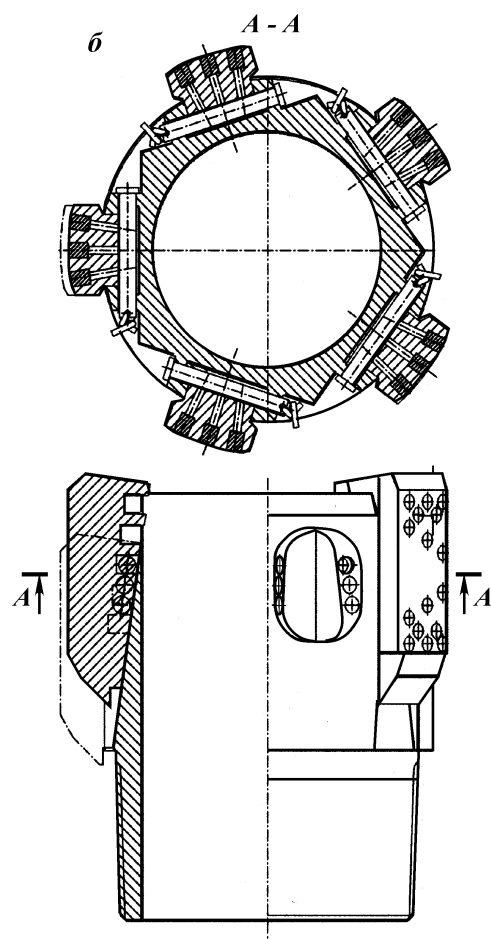
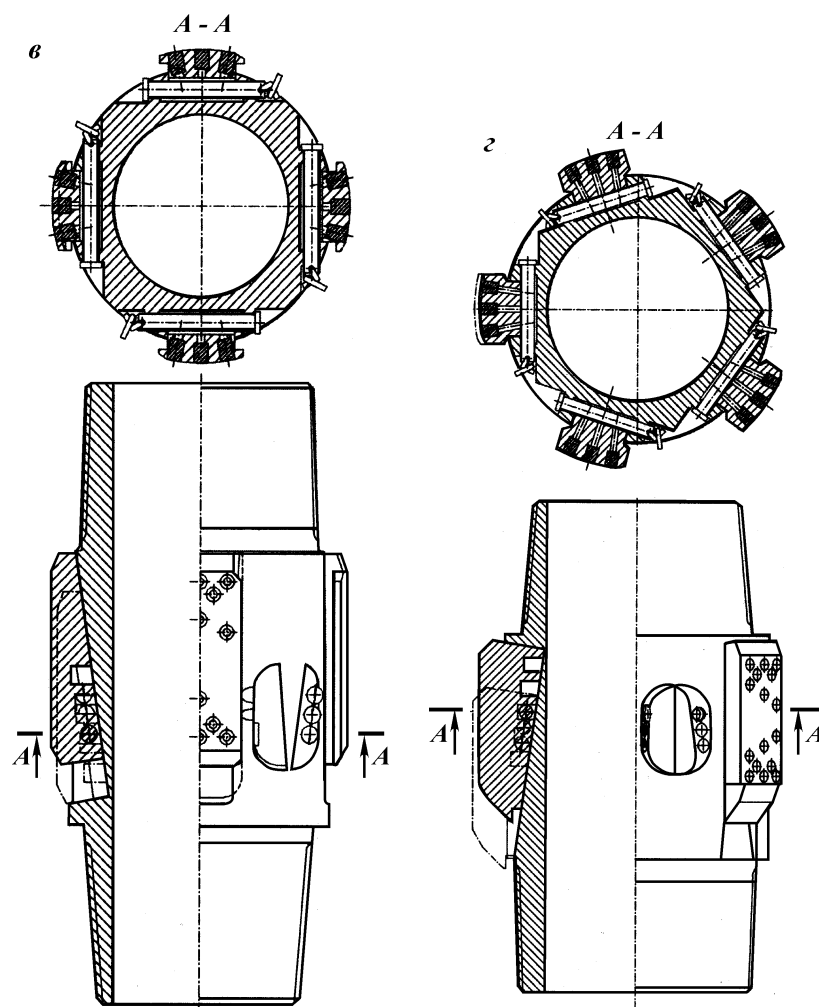


Рис. 2.17. Продолжение

модернизированный универсальный стабилизатор
СШНМ-215,9 (рис. 2.17, а) – нижний, 195-мм шпинделя забой-
ного двигателя, с регулируемым диаметром (изготовлены
опытно-промышленные образцы);

модернизированный универсальный стабилизатор
СШНМ-295,3 (рис. 2.17, б) – то же для 240-мм двигателя;

модернизированный универсальный стабилизатор
СШНМ-215,9 (рис. 2.17, в) – верхний, для установки между



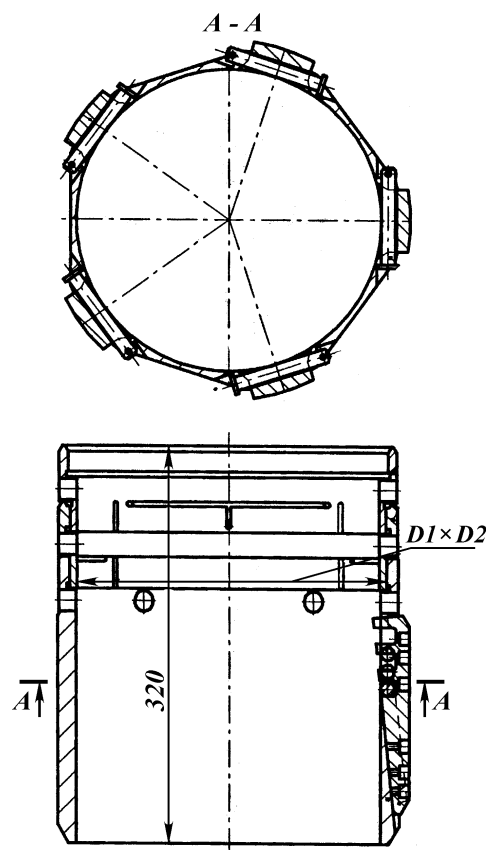


Рис. 2.18. Центратор ЦЗР-295,3

секциями 195-мм двигателя и шпинделя, с регулируемым диаметром (изготовлены опытно-промышленные образцы);

модернизированный универсальный стабилизатор СШНМ-295,3 (рис. 2.17, з) – то же для 240-мм двигателя;

центратор ЦЗР-215,9 – то же для 215,9-мм двигателя и УБТ-178;

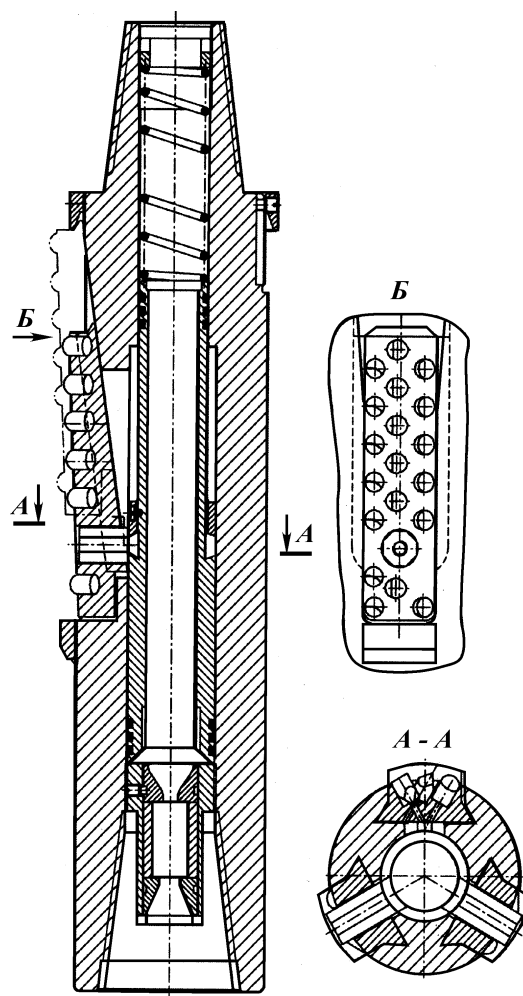
центратор ЦЗР-295,3 (рис. 2.18);

расширитель гидравлический лопастный РШЛ 120/136 (рис. 2.19) – модернизированный по результатам промысловых испытаний первой модели РШЛ 116/137 на двух скважинах;

гидравлический шарошечный расширитель РШК 120/150;

гидравлический лопастный расширитель РШЛ 212/240 (конструкция модернизирована по результатам испытаний РШЛ 116/137).

Рис. 2.19. Расширитель
РШЛ 120/136



Кроме того, в условиях Западной Сибири на трех скважинах проведены дополнительные промысловые испытания калибраторов КСмР (215,9) первой модели, подтвердившие ранее полученные результаты о необходимости разработки для бурения в мягких породах специальных типоразмеров калибраторов модели КСмР, а также ранее полученные в Башнипинефти и других НИИ аналитические выводы о необходимости использования для устойчивой стабилизации зенитного угла КНБК с тремя – четырьмя ОЦЭ.

В целом по результатам проведенных испытаний можно считать подготовленными к внедрению конструкции следующих ОЦЭ:

калибраторы механические, регулируемого диаметра модели КСмРЗ-215,9;

гидравлические прямолопастные калибраторы КПрМ2-215,9;

лопастные расширители РПЛ 120/136;

калибраторы КСмР-122–135.

2.5. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

2.5.1. СПОСОБ ОРИЕНТИРОВАННОЙ СБОРКИ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ И УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ ШПИНДЕЛЯ-ОТКЛОНИТЕЛЯ

Компоновка низа бурильной колонны при забурировании БС включает, как правило, долото, калибратор и винтовой забойный двигатель-отклонитель. В искривленных стволах мощность серийных винтовых двигателей часто оказывается недостаточной для бурения скважины, особенно при износе статора или ротора. В таких случаях для увеличения крутящего момента приходится последовательно сочленять две винтовые пары забойного двигателя.

Сочленение роторов, представляющих собой трехзаходные винты, необходимо производить таким образом, чтобы верхний из них являлся естественным продолжением нижнего без каких-либо смещений вокруг оси. Разработан способ ориентированной сборки рабочих органов винтовых забойных двигателей (патент РФ 2109122, БИ № 11, 1998), который заключается в следующем (рис. 2.20).

1. Подгоняют конусные сопрягаемые поверхности роторов и жесткой связи так, чтобы прилегание сопрягаемых деталей было не менее 65 % по всей длине конуса.

2. Соединяемый конец ротора нагревают до температуры 600–700 °С и помещают на конус жесткой связи.

3. На остывший конец ротора крепят подвижную втулку с внутренним профилем, соответствующим наружному профилю соединяемых роторов.

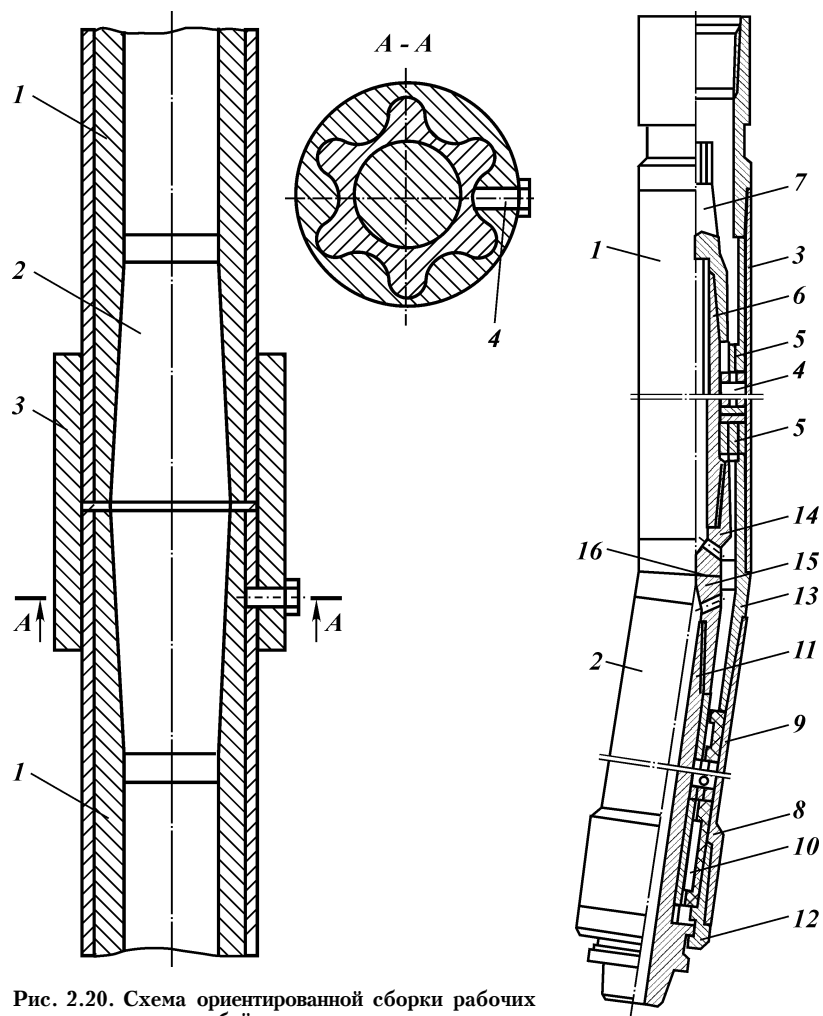


Рис. 2.20. Схема ориентированной сборки рабочих органов винтового забойного двигателя:

1 – ротор винтового двигателя; 2 – конусная жесткая связь; 3 – втулка с внутренним профилем; 4 – фиксатор

Рис. 2.21. Шпиндель-отклонитель:

1 – верхняя часть; 2 – нижняя часть; 3 – корпус; 4 – осевая опора; 5 – радиальные опоры; 6 – вал; 7 – конусно-шлицевая муфта; 8 – корпус нижней части; 9 – осевые опоры; 10 – радиальные опоры; 11 – вал; 12 – ниппель; 13 – переводник; 14, 15 – полумуфты кулачковые; 16 – упорные концы полумуфты

4. Нагревают соединяемый конец другого ротора, пропускают внутрь закрепленной втулки и размещают на втором конусном конце жесткой связи. При этом за счет соответствия наружного профиля ротора и внутреннего профиля подвижной втулки происходит ориентирование роторов относительно друг друга.

5. После охлаждения снимают подвижную втулку.

Размеры жесткой связи выбирают с учетом нормального вращения в соединительном переводнике секций двигателя.

Спаренный забойный двигатель на некоторых скважинах (319, 455, 121, 1029) позволил увеличить нагрузку на долото в процессе забуривания БС в среднем на 25 %.

Выпускаемые отечественной промышленностью отклонители для бурения горизонтальных и боковых стволов требуют существенных изменений конструкции ввиду необходимости высокого темпа набора кривизны. Как будет показано ниже, на параметры искривления оказывают влияние угол перекоса шпинделя-отклонителя и длина нижнего плеча. Эта проблема решена за счет максимального приближения радиальной опоры шпинделя к забою, монтажа ее в ниппельную часть и уменьшения ее длины, а также передач осевых нагрузок упорными торцами кулачковых муфт. Это позволяет снизить удельное давление на осевую пятю.

Шпиндель-отклонитель (рис. 2.21) состоит из двух частей. Верхняя основная часть, где установлен полный комплект осевой и радиальных опор, воспринимает радиальные и осевые нагрузки. Вторая часть шпинделя представляет собой надставку с отдельным укороченным валом, общая длина которой в несколько раз меньше длины основного шпинделя и предназначена для интенсивного набора зенитного угла (до 8° на 10 м) и интенсивного изменения азимута ствола скважины. В этой части установлены две радиальные опоры и три подпятника с осевым люфтом, который на 1–2 мм больше, чем на основной осевой опоре (пяте). Эти элементы исключают выпадение вала на забой и обеспечивают ему осевое перемещение на величину их люфта, а в процессе работы отклонителя включаются в работу с основной осевой опорой.

Для придания жесткости компоновке нижняя радиальная опора максимально приближена к забою за счет монтажа ее в ниппельной гайке. Надставка присоединяется к корпусу основной опоры посредством косоугольного соединительного переводника с заданным углом кривизны. Их валы соединены с помощью шарнирно-кулачковой муфты, установленной в плоскости кривизны косоугольного соединительного переводника. Крутящий момент

и осевые нагрузки с верхнего основного вала на надставку передаются соответственно кулачками и упорными торцами кулачковых муфт.

Крутящий момент от ротора винтовой пары на вал шпинделя-отклонителя передается через гибкий вал (торсион) и конусно-шлицевую муфту, верхняя полумуфта которой соединена с гибким валом. Нижняя полумуфта (конус) навинчена на вал шпинделя.

2.5.2. ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ ИСКРИВЛЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА ОТ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО И УГЛА ПЕРЕКОСА ШПИНДЕЛЯ-ОТКЛОНИТЕЛЯ

Траектория бокового ствола на участке набора кривизны при бурении зависит от геометрических параметров инструмента и режима бурения.

Зенитный угол α зависит от угла перекоса β , нагрузки на долото P_d и длины нижнего плеча l . С помощью пакета статических программ "Statgrafics" установлена связь

$$\alpha = f(L, \beta, P_d, l). \quad (2.1)$$

Для фаменского горизонта

$$\alpha = 0,57\beta + 4,52P_d + 0,009L - 16,3, \quad (2.2)$$

где L – глубина бурения, м; P_d – нагрузка на долото, тс; β – угол перекоса двигателя-отклонителя, градус.

Расстояние от торца долота l до угла перекоса в кривом переводнике объемного двигателя для фаменских скважин средних глубин (1850 м) не изменялось и составило 1,6 м.

Коэффициент корреляции в этом случае $\eta = 0,83$.

Для турнейского яруса

$$\alpha = -12,05 - 0,03L + 3,7P_d + 14,22\beta + 3,81l. \quad (2.3)$$

Коэффициент корреляции $\eta = 0,87$.

На рис. 2.22 показаны графики изменения зенитного угла α от нагрузки на долото P_d для конкретных условий бурения БС, глубины забуривания и определенных компоновок низа буровой колонны.

Характерная особенность графиков – повышение зенитного угла α при увеличении нагрузки на долото P_d . Полученные

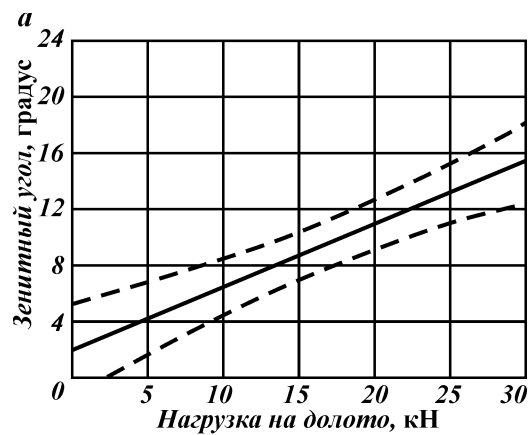
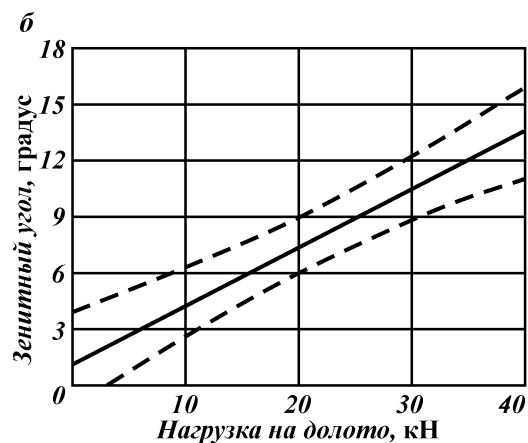


Рис. 2.22. Изменение зенитного угла от нагрузки на долото для фаменского горизонта (±) и турнейского яруса (·)



зависимости позволяют ориентировочно подбирать нагрузку на долото для достижения требуемых зенитных углов при определенных геометрических размерах КНБК и буримых породах.

2.6. СПОСОБЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

2.6.1. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ ДЛЯ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Проблемой установки надежных цементных мостов в скважинах традиционных конструкций занимались многие исследователи. Наиболее полно работы в этой области обобщены в ра-

боте М.О. Ашрафьяна [24]. Между тем промысловая практика установки цементных мостов для забурирования бокового ствола (БС) показывает, что положительный результат часто достигается лишь после проведения трех – четырех операций. Это вызвано отсутствием соответствующей методики расчета технологического процесса с учетом физико-механических свойств цементного камня.

Методика расчета установки цементных мостов, обеспечивающая забурирование БС из фрезерованного участка обсадной колонны с цементного моста, заключается в следующем.

Первоначально определяются минимальные размеры моста (рис. 2.23), отвечающие требованиям по несущей способности.

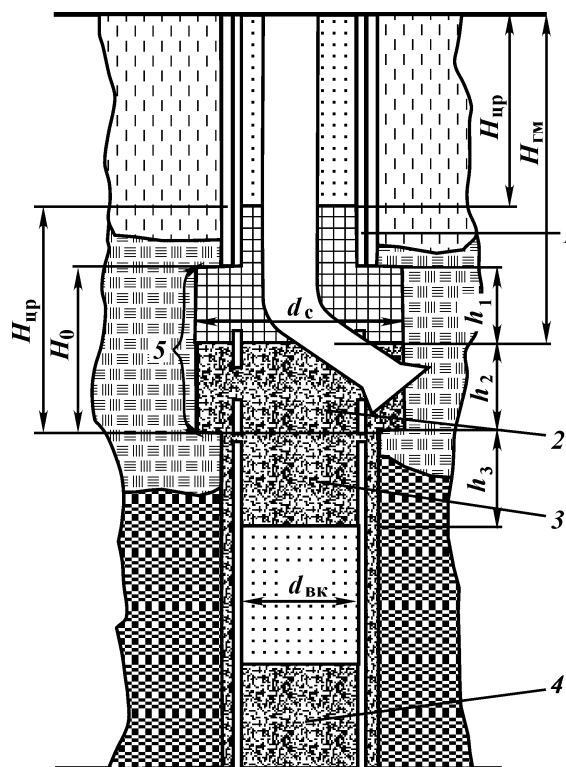


Рис. 2.23. Схема установки цементного моста для забурирования бокового ствола из вырезанного окна в колонне:

1 – колонна обсадных труб в старой скважине; 2, 3 – верхняя и нижняя части моста; 4 – мост, установленный до вырезания окна; 5 – окно в колонне

Общая высота

$$H_{\text{м}} = h_2 + h_3, \quad (2.4)$$

где h_2 , h_3 – высота цементного столба соответственно в вырезанном участке и в колонне ниже вырезанного участка.

Задаемся значением h_1 из условия обеспечения нормального забуривания бокового ствола из вырезанного в колонне окна (например, по опыту Туймазинского управления буровых работ $h_1 = 1$ м), тогда

$$h_2 = H_o - h_1, \quad (2.5)$$

где H_o – высота вырезанного окна.

Несущая способность участка моста высотой h_2 в вырезанной части колонны определяется нагрузкой $P_{\text{но}}$, которую выдерживает этот участок, а нагрузка зависит от прочности цементного камня на сдвиг $G_{\text{сц}}$ и площади сдвига $F_{\text{сд}}$:

$$P_{\text{но}} = F_{\text{сд}} G_{\text{сц}} = \pi d_{\text{вк}} h_2 G_{\text{сц}}, \quad (2.6)$$

где $d_{\text{вк}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны; $G_{\text{сц}}$ – напряжение сдвига по телу цементного камня.

Нагрузка на участок моста ниже окна

$$P_{\text{нк}} = F_{\text{ск}} G_{\text{сцк}} = \pi d_{\text{вк}} h_3 G_{\text{сцк}}, \quad (2.7)$$

где $F_{\text{ск}}$ – площадь сдвига по колонне; $G_{\text{сцк}}$ – напряжение сдвига цементного камня по поверхности колонны.

Тогда общее значение предельной нагрузки на цементный мост, определяющей его несущую способность,

$$P_{\text{нм}} = P_{\text{но}} + P_{\text{нк}} = \pi d_{\text{вк}} (h_2 G_{\text{сц}} + h_3 G_{\text{сцк}}). \quad (2.8)$$

Искомая величина h_3 определяется из соотношения

$$h_3 = P_{\text{нм}} / \pi d_{\text{вк}} G_{\text{сцк}} - h_2 G_{\text{сц}} / G_{\text{сцк}}. \quad (2.9)$$

Несущая способность моста будет достаточна при соблюдении условия

$$P_{\text{нм}} > P_{\text{д}}, \quad (2.10)$$

где $P_{\text{д}}$ – нагрузка на долото, определяемая исходя из твердости пород, слагающих стенки скважины с учетом опыта бурения ствола старой скважины в этом интервале.

При коэффициенте запаса прочности моста, равном 1,5, осевая нагрузка на мост

$$P_{\text{нм}} = 1,5 P_{\text{д}}. \quad (2.11)$$

Для вычисления величины h_3 по формуле (2.9) необходимо знать значения $G_{\text{сц}}$ и $G_{\text{сцк}}$, устанавливаемые экспериментально для конкретных материалов (цементного камня). Определение значения $G_{\text{сц}}$ представляет большую трудность. Легко определяется значение прочности цементного камня на сжатие $G_{\text{сж}}$. Напряжение сдвига по телу цементного камня $G_{\text{сц}}$, вероятно, меньше значения прочности камня на сжатие $G_{\text{сж}}$. Так, из работы [25] следует, что

$$G_{\text{сц}} = 0,6G_{\text{сж}}. \quad (2.12)$$

Поэтому высота верхней части моста, определенная с учетом значения $G_{\text{сц}}$ цементного камня, рассчитанного по соотношению (2.12), вполне удовлетворит условиям обеспечения несущей способности моста. Имея значения $G_{\text{сц}}$ и $G_{\text{сцк}}$, по формуле (2.9) можно вычислить значение h_3 .

После определения минимальных размеров моста рассчитывают необходимые количества цементного раствора и продавочной жидкости. Объем цементного раствора, соответствующий объему цементного моста, представляет собой сумму объемов раствора для верхней V_1 и нижней части моста V_2 :

$$V_{\text{цр}} = V_1 + V_2 = 0,785(d_c^2 h_2 + d_{\text{вк}}^2 h_3). \quad (2.13)$$

Для обеспечения точности установки моста берется запас раствора для его срезки на глубине “головы” моста в количестве $1,3V_{\text{цр}}$. Тогда объем цементного раствора для установки моста

$$V_{\text{цр}} = 1,3 \cdot 0,785(d_c^2 h_2 + d_{\text{вк}}^2 h_3). \quad (2.14)$$

Объем продавочной жидкости $V_{\text{пж}}$ рассчитывают, исходя из объема заливочных труб выше уровня цементного раствора. Успешность забуривания БС в заданном направлении оценивается соотношением буримости цементного моста и горных пород в интервале зарезки ствола.

Экспериментально установлено (А.Ф. Афанасьев), что практически буримость (механическая скорость бурения v_m) пород обратно пропорциональна их твердости по штампу.

Исходя из изменения характера буримости при переходе от пород одной твердости к другой, М.О. Ашрафьян предложил соотношение для определения необходимой твердости цементного камня [24]:

$$p_{ш2} = (0,01 \pm 1,0)p_{ш1}, \quad (2.15)$$

где $p_{ш1}$ и $p_{ш2}$ – твердость по штампу породы и цементного камня соответственно.

При этом предполагается, что в основном идет объемное разрушение материалов и компоновка инструмента позволяет осуществлять надежное отклонение долота. При сложившейся в настоящее время практике забуривание с моста в целях создания (в начальный период) надежного направления (желоба-кармана) производится с минимальной нагрузкой на долото (“с навеса”). Судя по шламу в начальный момент происходит в основном поверхностное разрушение. Поэтому для обеспечения успешного забуривания бокового ствола от моста необходимо соблюдать более жесткое условие, нежели рекомендуется соотношением (2.15), а именно:

$$p_{цк} \geq p_{п}, \quad (2.16)$$

где $p_{цк}$ и $p_{п}$ – твердость цементного камня и породы соответственно.

Если это условие не удовлетворяется, то необходимо принять меры по увеличению твердости цементного камня в головной части моста. В лабораторных условиях определяют значение прочности цементного камня на изгиб $G_{из}$ и сжатие $G_{сж}$. В определенных пределах для однородного материала должна существовать корреляционная связь между $p_{цк}$ и $G_{сж}$. Для данного типа цементного камня (рецептуры раствора) необходимо построить зависимость $p_{цк} = f(G_{сж})$ по данным лабораторных исследований. Значение $p_{цк}$ может быть установлено любым известным методом определения твердости (вдавливанием штампов, шара или конуса).

Известно, что задаваемая нагрузка на долото при бурении

$$P_d = \alpha_{пт} p_{п} F_k, \quad (2.17)$$

где $\alpha_{пт}$ – коэффициент повышения твердости породы в условиях забоя; F_k – площадь контакта зубьев шарошки; $p_{п}$ – твердость породы.

Если известно P_d из опыта бурения интервала установки моста, то можно определить твердость породы из соотношения

$$p_{п} = P_d / \alpha F_k. \quad (2.18)$$

Для приближенных расчетов применительно к условиям

месторождений Башкортостана можно воспользоваться значениями $p_{\text{п}}$, полученными Ю.Ф. Алексеевым [26].

Значение $p_{\text{цк}}$ можно повысить введением в цементный раствор кварцевого песка. Эксперименты показывают, что в условиях низких и нормальных температур при введении обычного крупнозернистого кварцевого песка прочность цементного камня практически не повышается, но увеличиваются его твердость и сцепление с металлом. При введении в тампонажный раствор молотого кварцевого песка прочность возрастает до содержания его в смеси 20 %, а свыше 20 % прочность цементного камня снижается без увеличения его твердости. Поэтому для установки мостов при забуливании БС на месторождениях Башкортостана применяли растворы из тампонажного портландцемента с водоцементным отношением $В/Ц = 0,45 \div 0,4$ с введением крупнозернистого кварцевого песка в количестве 15–20 % от массы цемента, поскольку при таком содержании песка в цементе повышается твердость цементного камня (рис. 2.24).

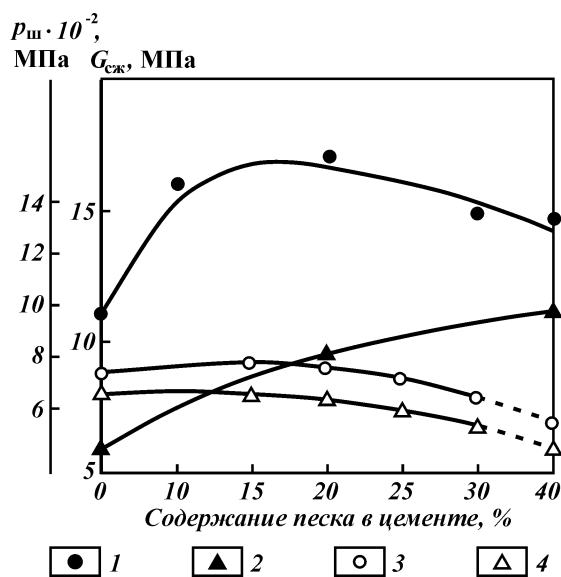


Рис. 2.24. Зависимость физико-механических свойств цементного камня от содержания песка в цементе (песок вводился в цементный раствор):

1 — при введении молотого песка с удельной поверхностью ($S_{\text{уд}}$) = 3700 см²/г; 2 — твердость цементного камня по штампу при введении в раствор крупнозернистого песка; 3 — то же с добавкой 2 % CaCl₂ (по массе к цементу); 4 — при введении обычного крупного зернистого песка в цементный раствор

Немаловажное значение имеет и подготовка ствола к установке цементного моста. Для этого требуется провести следующие работы.

1. Скважина должна быть опрессована на давление $p_{\text{опр}}$, превышающее суммарное гидростатическое давление столба жидкости в скважине $p_{\text{гс}}$:

$$p_{\text{опр}} = 1,2p_{\text{гс}} = 1,2(\rho_{\text{пж}}g H_{\text{пж}} + \rho_{\text{цр}}g H_{\text{цр}}), \quad (2.19)$$

где $\rho_{\text{пж}}$, $\rho_{\text{цр}}$ – плотность промывочной жидкости и цементного раствора; g – ускорение свободного падения; $H_{\text{пж}}$ – высота столба промывочной жидкости; $H_{\text{цр}}$ – высота столба цементного раствора выше нижней кромки окна (рис. 2.25).

2. Поглощение жидкости необходимо полностью ликвидировать с применением цементных растворов с наполнителем или иным способом. После ликвидации поглощения уровень жидкости в скважине должен быть на устье.

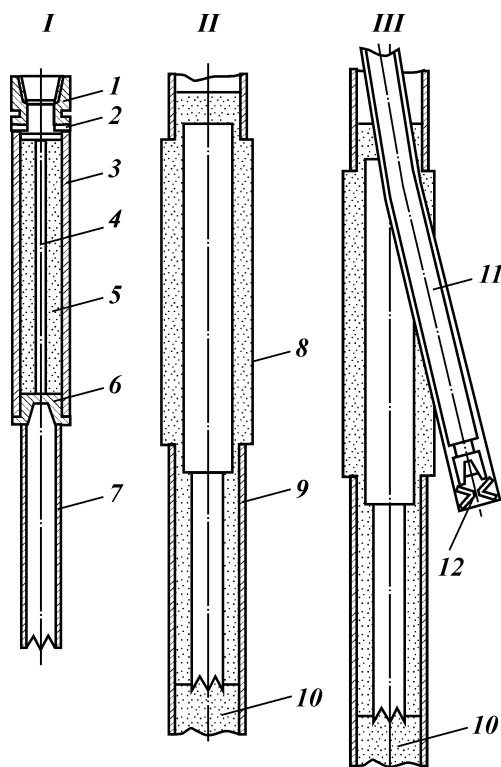


Рис. 2.25. Схема забуривания бокового ствола со спец-моста:

I – конструкция бетонной тумбы в сборе; *II* – бетонная тумба установлена и зацементирована в скважине; *III* – забуривание бокового ствола с бетонного моста; 1 – верхний переходник; 2 – срезной палец; 3 – оболочка; 4 – канал; 5 – бетон; 6 – переходник; 7 – хвостовик; 8 – вырезанное окно; 9 – обсадная колонна; 10 – цементный мост; 11 – забойный двигатель; 12 – долото

Технологический процесс установки моста выполняется в следующем порядке.

1. Насосно-компрессорные трубы (НКТ) спускают на глубину H_T , определяемую зависимостью

$$H_T = H_{ГМ} + H_M. \quad (2.20)$$

Производится промывка скважины и последующий контроль уровня жидкости.

2. Приготавливают цементный раствор и нагнетают его в скважину, после чего поднимают НКТ до расчетной глубины и срезают излишки раствора.

3. Колонну НКТ приподнимают на 20–30 м, и скважина остается на ОЗЦ.

4. После ОЗЦ допуском НКТ проверяют уровень цементного моста. При наличии моста на расчетной глубине производят его опрессовку на давление

$$p_{ом} = 1,2(p_d + \rho_{пж} g H_M). \quad (2.21)$$

В случае невыполнения условия (2.21) или понижения уровня моста производится его наращивание путем дополнительной заливки.

Применение разработанной методики расчета технологического процесса и реализации его с использованием оптимальной рецептуры тампонажных растворов позволило снять острую проблему установки мостов для забуривания боковых стволов в условиях Башкортостана.

Для снижения трудоемкости расчетов рекомендуется построение номограмм или разработки компьютерных программ.

2.6.2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЗАБУРИВАНИЯ БС В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СПЕЦМОСТА ВЫСОКОЙ ПРОЧНОСТИ

В целях устранения таких осложнений разработана технология забуривания с использованием искусственного спецмоста высокой прочности, спускаемого в скважину в готовом виде (см. рис. 2.25). Он представляет собой тонкую алюминиевую оболочку, заполненную затвердевшим бетоном, с центральным каналом. Снизу к нему крепится хвостовик, регулирующий высоту установки спецмоста. К верхней части оболочки с помощью срезных штифтов подсоединяется извлекаемый переходник с резьбой. После фрезерования сплошного участка эксплуатационной колонны на бурильных трубах спускают спец-

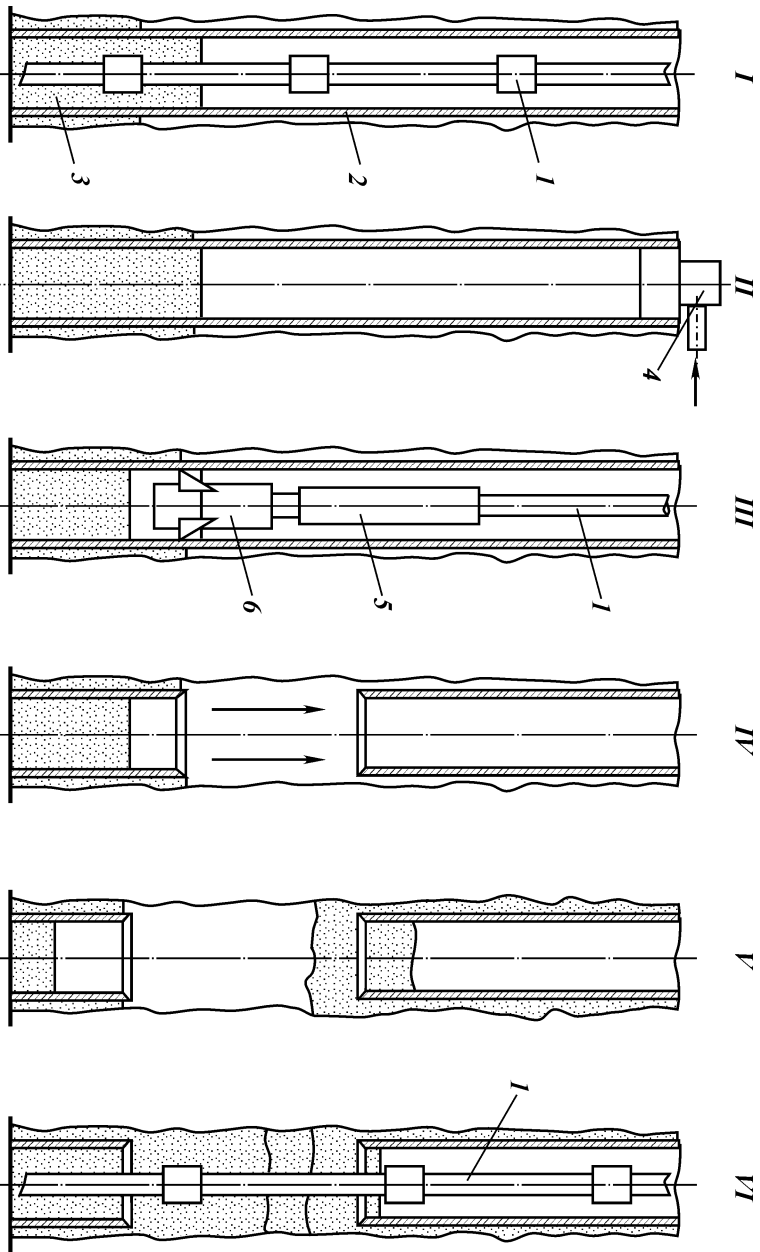


Рис. 2.26. Схема забуривания бокового ствола в обсаженной колонне скв. 684 Туймазинской площади:

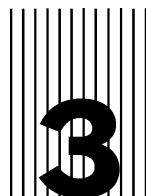
I – ликвидация низа; II – опрессовка колонны; III – вырезание кольца; IV – приподъем верхней части колонны; V – цементирование верхней части колонны; VI – установка моста для забуривания; 1 – НКТ; 2 – обсадная труба; 3 – цементный камень; 4 – опрессовочная головка; 5 – взрывозащищенный забойный двигатель Д1-105; 6 – вырезающее устройство

мост и закачивают цементный раствор до отметки выше вырезанного участка колонны. После затвердения цементного раствора производят разгрузку веса бурильных труб для срезания штифтов и последующего подъема бурильных труб. Высокая прочность спецмоста позволяет бурильному инструменту быстро выйти из основного ствола и забурить БС.

2.6.3. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАБУРИВАНИЯ БС С ЧАСТИЧНЫМ ПОДЪЕМОМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Для гарантированного выхода бурильного инструмента из старого ствола необходимо достаточно большое окно. Фрезеровать старую колонну на участке не менее 30–50 м сложно и дорого, поэтому была разработана технология, позволяющая при наименьших затратах получить сплошное окно большой протяженности.

Сущность разработанной технологии заключается в вырезании небольшого участка обсадной колонны в виде кольца и последующем частичном подъеме колонны (патент РФ № 2109921, БИ № 12, 1998). Однако подъем колонны возможен только в случае отсутствия цементного кольца за колонной. На рис. 2.26 показаны стадии реализации технологии. В скважину на глубину ниже места забуривания спускают колонну НКТ и устанавливают ликвидационный мост. После извлечения НКТ эксплуатационную колонну опрессовывают с целью выявления дефектов в металле труб. Далее в скважину спускают вырезающее устройство для фрезерования кольцевого окна. После этого приподнимают верхнюю часть эксплуатационной колонны на 30–50 м. Приподнятую часть колонны цементируют. Далее в образовавшемся окне устанавливают прочный цементный мост для забуривания бокового ствола.



3

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН

3.1. $\text{E}\hat{\text{a}}\hat{\text{N}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{C}}\hat{\text{a}}\hat{\text{a}}\hat{\text{o}}\hat{\text{O}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{a}}\hat{\text{O}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{i}}\hat{\text{O}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{C}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{C}}\hat{\text{A}}\hat{\text{U}}\hat{\text{a}}\hat{\text{C}}\hat{\text{O}}$
 $\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{A}}\hat{\text{i}}\hat{\text{e}}\hat{\text{O}}\hat{\text{C}}\hat{\text{a}}\hat{\text{a}}\hat{\text{A}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{e}}\hat{\text{C}}\hat{\text{o}}\hat{\text{i}}\hat{\text{e}}\hat{\text{i}}\hat{\text{C}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{e}}\hat{\text{C}}.$
 $\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{O}}\hat{\text{C}}\hat{\text{C}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{i}}\hat{\text{a}}\hat{\text{C}}\hat{\text{o}}\hat{\text{A}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{C}}\hat{\text{A}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{C}}\hat{\text{e}}\hat{\text{E}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{i}}\hat{\text{N}}\hat{\text{e}}\hat{\text{B}}\hat{\text{A}}\hat{\text{C}}\hat{\text{a}}\hat{\text{u}}$
 $\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{a}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{a}}\hat{\text{a}}\hat{\text{a}}\hat{\text{o}}\hat{\text{C}}\hat{\text{o}}\hat{\text{i}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{e}}\hat{\text{A}}\hat{\text{A}}\hat{\text{i}}\hat{\text{A}}\hat{\text{i}}\hat{\text{e}}\hat{\text{O}}\hat{\text{C}}\hat{\text{a}}\hat{\text{u}}$

Качество промывочной жидкости влияет на загрязнение при-скважинной зоны пласта при вскрытии его бурением, на ус-тойчивость стенок скважины, промывку забоя и работу бу-рильной колонны. Так, при достаточно большой длине ствола увеличение нагрузки на долото от трения промывочной жидко-сти о стенки бурительной колонны может достигать нескольких десятков килоньютонов. При высокой вязкости жидкости за-метным становится и влияние ее на потери мощности на вра-щение бурительной колонны.

Ось колонны труб почти по всей длине смещена относи-тельно оси скважины. В результате у нижней стенки ствола скважины может образоваться застойная зона (отсутствие те-чения жидкости). Размеры этой зоны, по периметру кольцево-го пространства, при бурении сильно наклонного или гори-зонтального участка ствола будут зависеть от расхода промы-вочной жидкости. Следовательно, от расхода будет зависеть и степень опасности прихвата колонны.

При бурении многошарошечными долотами в целях улучше-ния промывки забоя вместо одной или двух гидромониторных насадок долота иногда устанавливают заглушки. Возникающее при этом асимметричное воздействие реактивных струй пото-

ка, например, на поперечные колебания нижней части бурильного инструмента до настоящего времени не оценено.

Эти и некоторые другие факторы непосредственно влияют на скорость и стоимость проводки скважин и вызывают необходимость проведения анализа влияния свойств промывочных жидкостей и режимов их течения в трубах и заколонном пространстве на гидромеханику системы скважина – бурильная колонна и, следовательно, на процесс бурения.

В связи с этим рассмотрим гидравлические потери, МПа, при течении жидкости в трубах и кольцевом пространстве (гидравлический радиус, м, потока соответственно $\delta = d/4$ и $\delta = \frac{D_{\text{скв}} - D}{4}$) при бурении с использованием технической воды и вязкопластичных жидкостей, к которым относится, например, большая часть глинистых растворов:

$$\Delta p = 10^{-6} \lambda L v^2 \rho / (8\delta), \quad (3.1)$$

где L – длина канала, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; ρ – плотность жидкости, кг/м³; $v = Q/F$ – скорость потока, м/с; Q – расход жидкости; F – площадь поперечного сечения потока, м²; $D_{\text{скв}}$ – диаметр скважины, м; D и d – наружный и внутренний диаметры рассматриваемого участка колонны, м.

Гидравлические потери при течении промывочной жидкости в колонне труб или в кольцевом пространстве зависят от числа Рейнольдса и находятся из известных выражений:

для ньютоновских жидкостей

$$\text{Re} = 4\delta v / \nu = 4\delta v \rho / \mu < \text{Re}_{\text{кр}}; \quad (3.2)$$

для вязкопластичных жидкостей

$$\text{Re} = \text{Re}^* = 4\delta \rho v \{ \eta_p [1 + \tau_0 4\delta / (6v\eta_p)] \}^{-1}, \quad (3.3)$$

где μ , ν , η_p – динамическая (абсолютная), кинематическая и пластическая вязкость соответственно; τ_0 – статическое напряжение сдвига.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ при определении потерь давления для практических расчетов рассматривается как независящий от шероховатости стенок труб. В этом случае значения λ можно определять по одной из формул, представленных в табл. 3.1 [28]. В таблице дополнительно к ранее принятым обозначениям введены следующие: s – длина одной трубы; ξ – коэффициент местного гидравлического сопротивления.

Таблица 3.1

Гидравлические потери в системе колонна – боковой ствол

Потери давления, параметры	Потери давления Δp на единицу труб, МПа	Жидкость	Режим течения, число Рейнольдса	Коэффициент гидравлического сопротивления λ
Линейные в трубах: $\delta = d/4$; $v = 4Q/(\pi d^2)$; $A = B = C = 1$	$\Delta p = \lambda L v^2 \rho / (8\delta)$	Ньютоновская, $Re = 4\delta \rho v / \eta$	Ламинарный, $Re < 2100$	$\lambda = 64 / Re$
			Турбулентный, $Re = 2500$	$\lambda = 0,3164 / Re^{-0,25} C^*$
		Вязкопластичная, $Re \rightarrow Re^* = 4\delta \rho v \{ \eta [1 + \tau_0 / (6v \eta_p)] \}^{-1}$, $Bi = 4\delta \tau_0 / (\eta_p v)$	Ламинарный, $Re^* < 2100$	$\lambda \approx 64 A / Re + 32 Bi B / (3Re)$; $Re = 4\delta \rho v / \eta_p$; $Bi = 4\delta \tau_0 / v \eta_p$
			Турбулентный, $Re^* > 2100$	$\lambda = 0,0032 + 0,221 / Re^{0,237**}$
Линейные в кольцевом пространстве: $\delta = (D - d) / 4$; $v = 4Q / (\pi D_{скв}^2 - \pi d^2)$; $A = 1,5$; $B = 36/32$; $C = 0,3385/0,3164$		Ньютоновская, $Re = 4\delta \rho v / \eta$	Ламинарный, $Re < 1600$	$\lambda = 64 A / Re$
			Турбулентный, $Re > 1600$	$\lambda = 0,3164 / Re^{-0,25} C^*$
		Вязкопластичная, $Re \rightarrow Re^* = 4\delta \rho v \{ \eta [1 + \tau_0 / (6v \eta_p)] \}^{-1}$, $Bi = 4\delta \tau_0 / (\eta_p v)$	Ламинарный, $Re^* < 1600$	$\lambda \approx 64 A / Re + 32 Bi B / (3Re)$;
			Турбулентный, $Re^* > 2800$	$\lambda = 0,0032 + 0,221 / Re^{0,237**}$

В замках, внутри труб: с навинченными замками с приварными зам- ками	$\Delta p = a_5 Q^2; a_5 =$ $= 8\xi \rho / (\pi^2 d^4 s)$	—	$\beta = 1 - d_0^2 / d^2$	$\xi = 0,14 + 1,2\beta;$ $\xi = 0,07 + \beta$
В замках, в кольцевом пространстве, $L =$ $= 1000$ м	$\Delta p = \xi \rho v^2 L / (2 s)$	—	—	$\xi = (1,4 + 1,6)[(D_{\text{КВ}}^2 -$ $- D^2)(D_{\text{КВ}}^2 - D_3^2) - 1]^2$
В забойном двигателе	$\Delta p_{\text{зд}} = \Delta p_{\text{табл}} \rho Q_{\text{зд}}^2 \times$ $\times \rho_{\text{табл}} Q_{\text{табл}}^2$	—	—	—
На насадках долота	$\Delta p_{\text{н}} = \rho v_{\text{н}}^2 / (2 \mu_{\text{н}}^2) =$ $= \rho Q_{\text{н}}^2 / (2 \mu_{\text{н}}^2 \Sigma F_{\text{н}}^2)$	—	—	—
* Формула Блазиуса. ** Формула Никурадзе.				

Анализ гидравлических потерь проведем для случаев бурения БС из 146-мм и 168-мм обсадных колонн.

Пример 1. Определить гидравлические потери давления (условно приведенные к 1000 м длины) в системе бурильная колонна – скважина с боковым стволом.

Исходные данные: основной ствол скважины обсажен 146×7,7-мм обсадной колонной (внутренний диаметр $D_{ос} = 130,6$ мм); диаметр бокового ствола $D_{бос} = 123,8$ мм; конструкция бурильной колонны – долото, винтовой двигатель, УБТ 104,8/50,3 длиной $L = 18$ м, бурильные трубы ТБПВ 73×7 (внутренний диаметр $d = 59$ мм) с замками ЗПН-105; промывочная жидкость – вязкопластичный (глинистый или др.) раствор с параметрами: $\rho = 1200$ кг/м³; $\eta = 0,014$ Па·с; $\tau_0 = 2$ Па. Потери рассчитать при давлении на стояке 10 МПа и расходах промывочной жидкости Q , составляющих 6, 8, 10 и 12 л/с.

Решение.

1. Находим гидравлический радиус потока в колонне труб 73×7:

$$\delta = d/4 = 59 \cdot 10^{-3} / 4 = 0,01475 \text{ м.}$$

Аналогично находим и гидравлические радиусы потока в кольцевом пространстве:

в зоне обсадной колонны

$$\delta = (130,6 - 73) 10^{-3} / 4 = 0,01444 \text{ м;}$$

в зоне БС

$$\delta = (123,8 - 73) 10^{-3} / 4 = 0,0127 \text{ м.}$$

2. По формуле $v = 10 Q / F$, где Q – расход, л/с; F – площадь поперечного сечения потока в рассматриваемом сечении в колонне или в кольцевом пространстве, см², определяем скорости потока промывочной жидкости, которые заносим в табл. 3.2.

3. Для вязкопластичной жидкости (см. табл. 3.1) определяем число Рейнольдса в колонне труб при расходе $Q = 6$ л/с:

$$Re = 4\delta \rho v \{ \eta [1 + \tau_0 4\delta / (6v \eta_p)] \}^{-1} = 4 \cdot 0,01475 \cdot 1400 \cdot 2,19 \times$$

$$\times \{ 0,014 [1 + 2 \cdot 4 \cdot 0,01475 / (6 \cdot 2,19 \cdot 0,014)] \}^{-1} = 7872.$$

Критерий Бингама (см. табл. 3.1)

$$Bi = 4\delta \tau_0 / (\eta_p v) = 4 \cdot 0,01475 \cdot 2 / 0,014 = 8,43.$$

Аналогично определяем значения числа Рейнольдса и критерия Бингама при других расходах, а также для кольцевого пространства. Заносим их в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Гидравлические потери в трубах и в кольцевом пространстве при бурении БС, МПа

Потери давления	Параметр	Расход промывочной жидкости, л/с			
		6	8	10	12
Техническая вода ($\mu = 1 \cdot 10^{-3}$ Па·с)					
Линейные в трубах, $L = 1000$ м	v , м/с	2,19	2,93	3,66	4,39
	Re	129 000	173 000	216 000	259 000
	λ	0,0167	0,0155	0,0147	0,0140
	Δp , МПа	0,68	1,13	1,67	2,29
Линейные в 123,8-мм скважине, $L = 1000$ м	v , м/с	0,76	1,02	1,27	1,53
	Re	38 600	51 800	64 500	77 700
	λ	0,0226	0,0210	0,0199	0,0190
	Δp , МПа	0,128	0,206	0,315	0,437
Линейные в 146×9-мм обсадной колонне, $L = 1000$ м	v , м/с	0,69	0,92	1,15	1,38
	Re	38 000	50 600	63 300	75 900
	λ	0,0227	0,0210	0,0199	0,0190
	Δp , МПа	0,100	0,162	0,240	0,330
Вязкопластичная жидкость ($\eta = 14 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\tau_0 = 2$ Па; $\rho = 1200$ кг/м ³)					
Линейные в трубах, $L = 1000$ м	v , м/с	2,19	2,93	3,66	4,39
	Re	6747	10 015	13 375	16 820
	Bi	8,43	8,43	8,43	8,43
	λ	0,0305	0,0281	0,0265	0,0252
Δp , МПа	1,49	2,45	3,60	4,94	
Линейные в 123,8-мм скважине, $L = 1000$ м	v , м/с	0,76	1,02	1,27	1,53
	Re	1277	2030	2832	3720
	Bi	7,26	7,26	7,26	7,26
	λ	0,143	0,090	0,037	0,035
Δp , МПа	0,978	1,110	0,701	0,959	
Линейные в 146×7,7-мм обсадной колонне, $L = 1000$ м	v , м/с	0,65	0,87	1,09	1,30
	Re	1032	1667	2383	3123
	Bi	8,23	8,23	8,23	8,23
	λ	0,189	0,117	>0,038	0,036
Δp , МПа	0,832	0,922	>0,470	0,634	
В замках, в кольцевом пространстве, $L = 1000$ м ($s^* = 9$ м): в 123,8-мм БС	ξ	2,8	2,8	2,8	2,8
	Δp , МПа	0,108	0,194	0,301	0,437
	ξ	1,3	1,3	1,3	1,3
	Δp , МПа	0,037	0,066	0,103	0,146
Другие потери В кольцевом пространстве 123,8-мм скважины, $\delta = 4,75$ мм; УБТ 104,8/50,3, $L = 18$ м	v , м/с	1,76	2,36	2,93	3,54
	Re*	1185	1868	2577	3382
	Re	2866	3843	4772	5765
	Bi	1,54	1,15	0,93	0,77
	λ	0,0334	0,0312	0,0298	0,0286
	Δp , МПа	0,059	0,099	0,145	0,204

Продолжение табл. 3.2

Потери давления	Параметр	Расход промывочной жидкости, л/с			
		6	8	10	12
Суммарные потери	$\Sigma \Delta p$, МПа	3,50	4,84	5,32	7,32
На гидромониторных на- садках диаметром d_n	$d_n = 12$ мм				
	v , м/с	53	71	88	106
	Δp , МПа	2,1	3,8	5,9	8,5
	$d_n = 16$ мм				
	v , м/с	30	40	50	60
	Δp , МПа	0,68	1,21	1,89	2,72
В двигателе: Д1-105 Д-108 Д-110	Δp , МПа	7,5	—	11,0	—
	Δp , МПа	3,5	—	—	5,5
	Δp , МПа	3**	—	—	7,5

*При длине одной трубы $s = 12$ м приведенные потери давления умножаются на коэффициент $k_{12} = 0,75$.

**При $Q = 4$ л/с.

4. Коэффициент гидравлического сопротивления при $Re > 2100$ определяем по упрощенному виду формулы Никурадзе:

$$\lambda \approx 0,0032 + 0,221 e^{0,237 \ln 6747} = 0,0305.$$

Для ламинарных режимов в кольцевом пространстве

$$\lambda \approx [64 \cdot 1,5 + 32(36/32)7,26/3]/1277 = 0,143.$$

Полученные для различных расходов значения λ заносим в табл. 3.2.

5. Потери давления, условно отнесенные к 1000 м длины колонны,

$$\Delta p = 0,0305 \cdot 1000 \cdot 2,19^2 \cdot 1200 / (8 \cdot 0,01475) = 1,49 \text{ МПа}.$$

Значения потерь давления в трубах, полученные при других расходах, и в кольцевом пространстве также заносим в табл. 3.2.

6. Для труб с приварными замками местный коэффициент потерь давления в кольцевом пространстве 123,8-мм скважины при длине одной трубы $l = 9$ м, условно приведенный к длине скважины $L = 1000$ м, составляет (см. табл. 3.1):

$$\xi = (1,4 \div 1,6) [(123,8^2 - 73^2)(123,8^2 - 105^2)^{-1} - 1]^2 = 2,45 \div 2,81.$$

Принимаем для открытого ствола (из-за возможного влияния глинистой корки) $\xi = 2,8$.

Аналогично для кольцевого пространства в 146×7,7-мм обсадной колонне $\xi = 1,25 \div 1,43$. Принимаем $\xi = 1,3$.

7. Потери давления в кольцевом пространстве в зоне замковых соединений при длине бурильных труб $s = 9$ м, условно приведенные к длине участка скважины $L = 1000$ м, равны (значения скорости v соответствуют приведенным для гладкой части труб):

$$\Delta p_{123,8} = 2,8 \cdot 1200 \cdot 0,76^2 \cdot 1000 / (2 \cdot 9) = 0,108 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,108 \text{ МПа},$$

а в 146×7,7-мм обсадной колонне $\Delta p_{ок} = 0,037$ МПа. Полученные для других расходов значения гидравлических потерь заносим в табл. 3.2.

8. Потери давления в гидромониторной насадке диаметром d_n , предназначенной для улучшения условий промывки забоя,

$$\Delta p = a \rho v^2 = 0,00063 \cdot 1,200 \cdot 53^2 = 2,1 \text{ МПа}.$$

Результаты расчетов для других режимов также представлены в табл. 3.2.

В табл. 3.2 представлен пример результатов расчета гидравлических потерь в трубах и заколонном пространстве для условий бурения 123,8-мм боковых стволов (забуривание ствола из 146×7,7-мм эксплуатационной колонны; бурильные трубы ТБПН 73×7 с замками ЗПН-105) с вязкопластичной (большая часть глинистых и цементных растворов) промывочной жидкостью с $\eta = 14 \cdot 10^{-3}$ Па·с и $\tau_0 = 2$ Па. Для сравнения в верхней части таблицы приведены аналогичные потери при бурении с использованием технической воды ($\mu = 1 \cdot 10^{-3}$ Па·с).

Приведенные в табл. 3.2 результаты расчета показывают, что гидравлическая мощность насосных агрегатов, используемых (в отечественной промысловой практике) для бурения забойными двигателями бокового ствола, часто не удовлетворяет условиям форсированных режимов проводки скважин, т.е. не всегда соответствует применяемому бурильному инструменту и имеющейся механической мощности наземного оборудования.

Для сравнения рассмотрим условия проводки БС из 168-мм основного ствола скважины.

Пример 2. Рассчитать гидравлические потери в боковом стволе.

Исходные данные (скв. 1002 Хазарской площади): глубина скважины 3210 м; длина обсаженной части ствола 2839 м.

Основной ствол скважины обсажен 168,3×8,9-мм обсадной колонной (внутренний диаметр $D_{ос} = 150,5$ мм); диаметр бокового ствола $D_{бос} = 144,0$ мм; конструкция бурильной колонны – долото, винтовой двигатель Д2-127, трубы бурильные ТБПН

89×9,35 (внутренний диаметр $d = 70,3$ мм) с замками ЗПН-120 (резьба 3-102); промывочная жидкость – раствор с параметрами $\rho = 1030$ кг/м³; $\eta = 0,010$ Па·с; $\tau_0 = 18$ Па; $\text{CHC}_{1/10} = 1,7/2,3$ Па; поверхностное натяжение $\sigma = 6,34$ мН/м; показатель фильтрации (при $\Delta p = 3,5$ МПа и $t = 85$ °С) $\Phi = 11$ см³/30 мин. Потери рассчитать при максимально допустимом (исходя из параметров телеметрической системы) расходе $Q = 10$ л/с. Буровая установка БУ-2500, насосы НБТ-600 – 2 комплекта.

Решение.

1. Находим для колонны труб 89×9,35 гидравлический радиус потока $\delta = d/4 = 70,3 \cdot 10^{-3}/4 = 0,0176$ м; площадь поперечного сечения $F = 38,8$ см². Аналогично находим параметры потока в кольцевом пространстве:

в зоне обсадной колонны

$$\delta = (150,5 - 89)10^{-3}/4 = 0,0154 \text{ м}, F = 115,7 \text{ см}^2;$$

в зоне БС

$$\delta = (144,0 - 89)10^{-3}/4 = 0,01375 \text{ м}, F = 100,65 \text{ см}^2.$$

2. По формуле $v = 10 Q/F$, где Q – расход, л/с; F – площадь поперечного сечения потока в рассматриваемом сечении в колонне или в кольцевом пространстве, см², определяем скорости потока промывочной жидкости v , которые вносим в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Гидравлические потери в трубах и в кольцевом пространстве при бурении БС, МПа

Потери давления	Параметр	Расход промывочной жидкости, 10 л/с ($\eta = 10 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\tau_0 = 18$ Па; $\rho = 1030$ кг/м ³)
Линейные в трубах, $\delta = 0,0176$ м, $L = 3210$ м	v , м/с Re Bi λ Δp , МПа	2,58 10 279 4,91 0,0279 4,36
Линейные в 144,0-мм скважине, $\delta = 0,014$, $L = 371$ м	v , м/с Re Bi λ Δp , МПа	0,994 2131 10,14 0,102 0,343
Линейные в 168,3×8,9-мм обсадной колонне, $\delta = 0,0154$, $L = 2839$ м	v , м/с Re Bi λ Δp , МПа	0,864 1745 12,83 0,143 2,54

Продолжение табл. 3.3

Потери давления	Параметр	Расход промывочной жидкости, 10 л/с ($\eta = 10 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $\tau_0 =$ $= 18$ Па; $\rho = 1030$ кг/м ³)
В замках, в кольцевом пространстве: в 144,0-мм БС в 168,3×8,9-мм колонне	ξ Δp , МПа ξ Δp , МПа	1,53 0,0241 1,18 0,107
Другие потери В кольцевом пространстве 144,0-мм скважины; УБТ 89/38, $L = 18$ м	v , м/с Re^* Re Bi λ Δp , МПа	Из-за относительно небольшой величины не определялись
Суммарные потери	$\Sigma \Delta p$, МПа	7,37
На гидромониторных насадках диаметром d_n	d_n , мм v , м/с Δp , МПа d_n , мм v , м/с Δp , МПа	12 88 5,9 16 50 1,89
В двигателе Д1-105	Δp , МПа	11,0

3. По табл. 3.1 определяем число Рейнольдса в колонне труб при расходе $Q = 10$ л/с:

$$Re^* = 48 \cdot 1030 v \{0,010[1 + 18 \cdot 48 / (6v \cdot 0,010)]\}^{-1}.$$

Критерий Бингама (см. табл. 3.1)

$$Bi = 48 \cdot 18 / 0,010 v.$$

Найденные числа Рейнольдса и критерии Бингама заносим в табл. 3.3.

4. Коэффициент гидравлического сопротивления при $Re < 2100$ (для ламинарного течения) определяем по формуле (см. табл. 3.1)

$$\lambda \approx (64A + 32B Bi / 3) / Re.$$

Полученные значения λ заносим в табл. 3.3.

5. Потери давления в скважине

$$\Delta p = \lambda L v^2 \cdot 1030 / (8\delta).$$

Полученные значения потерь также заносим в табл. 3.3.

Результаты гидравлического расчета показывают, что при бурении БС из 168-мм скважины гидравлическая мощность насосных агрегатов также недостаточна.

Анализируя приведенные примеры, можно сделать следующие выводы.

1. При бурении БС основная часть гидравлических потерь приходится на трубы и забойный двигатель.

2. Полная реализация мощности Д1-105 при бурении БС длиной свыше 200–300 м ограничивается гидравлической мощностью отечественного насосного оборудования. Поэтому лучше использовать двигатель Д-108 или Д-110 вместо Д1-105. Также возможна разработка других типов винтовых двигателей, параметры которых должны соответствовать гидравлической мощности насосного агрегата.

3. Для форсированного бурения БС необходимо обеспечение давления на устье скважины не менее 15,0–18,0 МПа. Поэтому для бурения боковых стволов с применением забойных двигателей необходимо увеличивать мощность насосных агрегатов передвижных буровых установок. Мощность применяемых насосных агрегатов в достаточно полной мере удовлетворяет условиям только роторного бурения, но в этом случае, как известно, возникают дополнительные затруднения с управлением траекторией бокового ствола.

4. Гидравлическая мощность насосных агрегатов отечественных передвижных установок полностью удовлетворяет условиям бурения боковых стволов только при использовании в качестве промывочной жидкости технической воды. Следовательно, при вскрытии продуктивного горизонта необходимость перехода на более вязкие (с резко возрастающими гидравлическими сопротивлениями) промывочные жидкости будет сопровождаться снижением скорости бурения.

3.2. РАСЧЕТ ОСЕВЫХ НАГРУЗОК И ПОТЕРЬ МОМЕНТА КРУЧЕНИЯ ПО ДЛИНЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ БУРЕНИИ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

3.2.1. ОБЩЕЕ РЕШЕНИЕ

При определении осевой нагрузки учитываются фактический или проектный профиль ствола и локальная кривизна, в первую очередь, на участках стабилизации зенитного угла и горизонтальных. В процессе выявления характера распределения нагрузок по длине колонны ствол скважины рассматривается как пространственная кривая с локальным искривлением, ограничиваемая цилиндром какого-то постоянного или перемен-

ного ожидаемого радиуса, ось которого представляет собой плавно изменяющуюся кривую (рис. 3.1), т.е. профиль скважины.

Потери на трение определяются суммированием их по участкам профиля ствола скважины. При определении потерь момента кручения, например, при расчете угла закручивания колонны, используется формула

$$\Delta M_i = \Delta P_i d_i \mu' / (2\mu), \quad (3.4)$$

где ΔP_i – потери осевой нагрузки на трение на i -м рассматриваемом участке колонны; d_i – диаметры замков бурильных труб или элементов КНБК, контактирующих со стенкой скважины; μ, μ' – коэффициент трения (сопротивления движению) соответственно при поступательном движении и вращении колонны в стволе скважины (при бурении с использованием технической воды в открытой части ствола $\mu = 0,14 \div 0,18$, глинистого раствора $\mu = 0,16 \div 0,25$; в обсаженной части скважины $\mu = 0,11 \div 0,14$).

Для растянутой части колонны потери осевой нагрузки на трение от локального искривления ствола на участке инклинометрических замеров длиной l составляют [28]

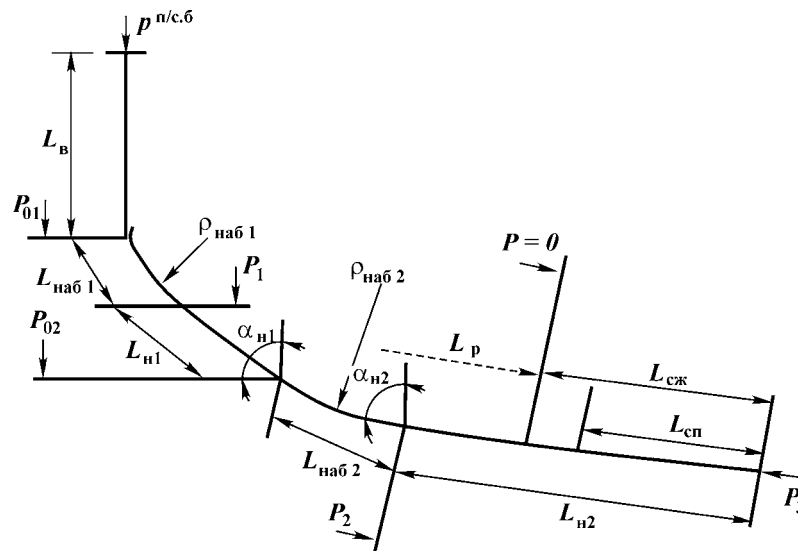


Рис. 3.1. Схема к расчету потерь осевой нагрузки на трение

$$\Delta P_m = c(d + P); c = 4(\mu/\pi)\operatorname{tg}(\gamma/2); d = EI\pi^2/(2l^2), \quad (3.5)$$

где γ – угол охвата, определяемый, например, по формуле

$$\gamma = (\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \sin^2\alpha_{\text{ср}})^{0,5}; \quad (3.6)$$

$\Delta\alpha$ и $\Delta\varphi$ – интенсивности приращения соответственно зенитного угла и азимута скважины на интервале инклинометрических замеров длиной l со средней величиной зенитного угла $\alpha_{\text{ср}}$.

Формула (3.5) предназначена для определения потерь на трение в местах резкого перегиба ствола скважины – на участках забуривания, набора и корректировки зенитного угла с помощью направляющих устройств.

В общем случае потери осевой нагрузки на трение на участках локальной пространственной кривизны скважины на отдельных интервалах ствола длиной L с меняющейся интенсивностью приращений зенитного угла $\Delta\alpha$ и азимута $\Delta\varphi$, разбитого на n -е число участков длиной $l = L/n$, находятся из выражения

$$\Delta P_m = \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_i + \dots + \Delta P_n, \quad (3.7)$$

где

$$\Delta P_i = P_i - P_{i-1};$$

$$P_i^{n/c.6} = \Delta P_q - (-1 \pm c_i/2)^{-1} [P_{i-1}(1 \pm c_i/2) \pm c_i(d_i + \Delta P_q/2)];$$

$$\Delta P_q = q l_i (\cos\alpha \pm \mu \sin\alpha).$$

Здесь и далее верхние индексы в формулах для определения ΔP относятся к случаю подъема колонны из скважины (P^n), спуска (P^c) или бурения (P^6).

Решая последовательно по длине скважины систему уравнений (3.7), легко получить картину распределения осевой нагрузки по длине бурильной колонны. Однако такое решение весьма громоздко и малопримемлемо для наклонного бурения.

Для практических расчетов обычно вполне удовлетворительна операция усреднения угла охвата γ , при которой ствол скважины разбивается на несколько интервалов (или состоит из одного) длиной $L_i = ln$ с приблизительно одинаковыми углами γ (т.е. величинами c и d) и с соответствующими ожидаемыми величинами осевых нагрузок: $P_0-P_1, P_1-P_2, \dots, P_{n-1}-P_n$. Усредняя угол γ по этим интервалам или по всему стволу,

осевую нагрузку на верхнем конце рассматриваемого интервала (или колонны) найдем по формуле:

$$P_n^{\pi/c.6} = P_0 + \Delta P_m = P_0 k_n + m(k_n - 1)(k - 1)^{-1}, \quad (3.8)$$

$$\text{где } k = 1 \pm \frac{-c}{-1 \pm c/2}; \quad m = \Delta P_q \pm \frac{-c(d + \Delta P_q/2)}{\pm c/2 - 1}.$$

Потери осевой нагрузки на трение вследствие локальной искривленности ствола для сжатой части колонны, как следует и из анализа формулы (3.8), относительно невелики и при расчетах учитываться не будут. При необходимости (например, при заклинивании КНБК, в процессе спуска, в результате увеличения ее жесткости) они определяются по формулам (3.5)–(3.8), но с заменой в них знака перед осевой нагрузкой P на противоположный. Для участков набора и спада зенитного угла эти потери, обычно, незначительны.

Потери осевой нагрузки на наклонных слабонскривленных участках ствола соответствуют величине

$$\Delta P_n = q L_n \mu \sin \alpha. \quad (3.9)$$

На верхней части сжатого участка $L_{сж}$ колонны длиной

$$L_0 = L_{сж} - L_{сп} = L - L_p - L_{сп}$$

(L – глубина скважины с БС; L_p – длина растянутого участка колонны, равная расстоянию от устья скважины до нейтрального сечения, в котором осевая нагрузка равна нулю), лежащего на наклонном участке на нижней стенке ствола, потери осевой нагрузки можно найти из выражения (см. рис. 3.1)

$$\Delta P'_n = L_0 q \mu \sin \alpha = \mu P_\alpha \operatorname{tg} \alpha, \quad (3.10)$$

где $P_\alpha \approx 1,5(EI r^{-1} q \sin \alpha)^{0,5}$ – осевая сжимающая нагрузка на верхнем конце спирально деформированного участка колонны; EI и q – соответственно жесткость поперечного сечения на изгиб и вес единицы длины буровых труб в промывочной жидкости; r – полуразность диаметров скважины и соединительного замка труб.

Потери осевой нагрузки на спирально деформированном (под действием сжимающих осевых нагрузок) участке сжатой части колонны, расположенном на наклонной части скважины

$$\Delta P_{сп} = P_\alpha - (P_3 - G \cos \alpha) + q L_{сп} \cos \alpha, \quad (3.11)$$

где P_3 – нагрузка на забой; G – вес забойного двигателя и УБТ в промывочной жидкости; $L_{\text{сп}}$ – длина спирально деформированного (изогнутого) участка колонны,

$$L_{\text{сп}} = \frac{1}{2k} \ln \frac{f+P}{b(a-P)}; \quad b = \frac{a+P_\alpha}{a-P_\alpha}; \quad (3.12)$$

$$a = 1,5[EI(r \mu)^{-1} q \cos \alpha]^{0,5}; \quad k = [0,45(EI)^{-1} r \mu q \cos \alpha]^{0,5}.$$

В случае, когда спирально деформированная часть колонны лежит на участке набора или спада зенитного угла, значения $\Delta P_{\text{сп}}$ и $L_{\text{сп}}$ определяются поинтервальными расчетами, в пределах которых зенитные углы усредняются. Рекомендуемые (на основе проведенного анализа) для практических расчетов интервалы усреднения (в знаменателе) в зависимости от интервалов величин зенитных углов (в числителе) можно принять следующими: $0 \div 15^\circ / 15^\circ$; $15 \div 35^\circ / 6^\circ$; $35 \div 42^\circ / 4^\circ$; $42 \div 48^\circ / 2^\circ$; $48 \div 55^\circ / 4^\circ$; $55 \div 75^\circ / 6^\circ$; $75 \div 90^\circ / 15^\circ$.

Потери осевой нагрузки на трение на участках набора зенитного угла определяются по формуле (при $\alpha = \alpha_0$; $P = P_{1,2}$)

$$\Delta P_{\text{наб } 1,2} = |P_{\text{наб}} - P_{1,2}| - |q\rho_{\text{наб}}(\sin \alpha - \sin \alpha_0)|, \quad (3.13)$$

где $P_{\text{наб}}$ – осевая нагрузка на верхнем конце участка набора при движении колонны вверх ($P_{\text{наб}}^{\text{п}}$) или вниз и при бурении ($P_{\text{наб}}^{\text{с.б}}$),

$$P_{\text{наб}}^{\text{п/с.б}} = P_0 \exp(\pm \mu \varphi) + q\rho_{\text{наб}}[\sin \alpha - \exp(\pm \mu \varphi) \sin \alpha_0](\mu^2 - 1)(\mu^2 + 1)^{-1}; \quad (3.14)$$

α_0 и α – зенитные углы соответственно на верхнем и нижнем концах рассматриваемого участка ствола скважины; $\varphi = |\alpha - \alpha_0|$ – угол охвата; $\rho_{\text{наб } 1,2} = 57,3 L_{\text{наб } 1,2} / (\alpha - \alpha_0)$ – радиусы кривизны участков набора; $L_{\text{наб}}$ – длина участка набора кривизны.

Расчеты показывают, что значения потерь осевой нагрузки на трение $\Delta P_{\text{м}}$, $\Delta P_{\text{наб}}$, $\Delta P_{\text{н}}$ и $\Delta P_{\text{сп}}$ в БС могут достигать десятков килоньютон, что указывает на недопустимость пренебрежения ими при целом ряде практических расчетов: выборе нагрузок на забой; анализе эффективности отработки долот; определении максимальных нагрузок на верхнюю часть колонны и на спускоподъемное оборудование; выявлении причин аварий с трубами и т.д. Суммарные величины этих потерь на-

глядно видны по показаниям индикатора веса колонны даже в скважинах, считающихся неискривленными.

К сожалению, не только при оперативных технологических, но и при проектных расчетах потери осевой нагрузки о стенки ствола наклонной или горизонтальной скважины часто или не учитываются, или базируются на методике М.М. Александрова, разработанной им в свое время для искривленных вертикальных скважин. Поэтому могут наблюдаться такие нежелательные последствия, как недостаточно рациональный выбор режимов проводки скважин, неполное выявление причин аварий с бурильными трубами, не всегда удачный выбор режимов ликвидации прихватов, усиление отрицательной роли фактора квалификации бурильщика и др.

3.2.2. ТРЕНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ О СТЕНКИ СКВАЖИНЫ

При перемещении бурильной колонны в скважине силы трения ее элементов о стенки ствола увеличиваются за счет возможного прилипания (например, вследствие перепада давления в скважине и поровых коллекторах отдельных пластов), сдирания замками труб части глинистой корки и ряда других причин. Именно поэтому вместо понятия коэффициент трения в промысловой практике используется термин коэффициент сопротивления. В общем случае в первом приближении коэффициент сопротивления может определяться из выражения

$$\mu = \mu_0 + \sum_i^n f(\mu_{0i}, \Delta p_i) + f_{кр} - \alpha v - \beta w,$$

где μ_0 – коэффициент трения покоя; $f(\mu_0, \Delta p)$ – составляющая коэффициента сопротивления, учитывающая возможное увеличение сопротивления перемещению колонны в скважине в случае прилипания ее к стенке ствола под воздействием перепадов давления в скважине и в пластах Δp_i и др.; $f_{кр}$ – составляющая коэффициента сопротивления, учитывающая сдирание глинистой корки элементами бурильной колонны, наиболее заметная при проведении спускоподъемных операций; α и β – коэффициенты, учитывающие влияние соответственно скорости v и ускорения w поступательного движения (перемещения) колонны в скважине.

В целом коэффициенты сопротивления перемещению колонны в скважине до настоящего времени остаются малоизученными. В случае вертикальных скважин для их оценки можно пользоваться работами М.М. Александрова. Для наклонных

Таблица 3.4

Значения коэффициента трения покоя

Породы	Поверхность горной породы		
	сухая	смочена водой	покрыта глинистым раствором ($\rho = 1,18+1,22 \text{ г/см}^3$; $T = 25+28 \text{ с}$)
Глина жирная	0,14–0,18	0,08–0,12	0,06–0,09
Глина песчаная	0,28–0,28	0,20–0,26	0,18–0,22
Глинистый сланец	0,20–0,25	0,15–0,20	0,11–0,13
Мергель	0,20–0,27	0,18–0,25	0,20–0,24
Известняк	0,35–0,40	0,33–0,38	0,31–0,35
Доломит	0,38–0,42	0,36–0,40	0,34–0,38
Ангидрит	–	0,39–0,45	0,37–0,40
Песчаник слабосцементированный, зерна остроко- нечные	0,32–0,42	0,27–0,40	0,25–0,35
То же, зерна окатаны	0,22–0,34	0,20–0,30	0,17–0,25
Песчаник крепкий	0,43–0,48	0,43–0,45	0,40–0,43
Кварцит	0,46–0,48	0,48–0,50	0,42–0,44
Гранит	0,47–0,55	0,46–0,53	0,45–0,50
Каменный уголь	0,38–0,42	0,33–0,36	0,30–0,33

Примечание. Условные обозначения: ρ – плотность промывочной жидкости; T – условная вязкость.

скважин, исходя из величины коэффициента трения покоя μ_0 (табл. 3.4) и цены деления индикатора веса колонны I конечную величину коэффициента сопротивления можно определить по методике представленной в разделе 3.2.4, заменяя $I_{\text{п}}$ на I .

При необходимости учета влияния пород, слагающих стенки ствола скважины, на изменение величины коэффициента трения при решении отдельных задач можно пользоваться рекомендациями Н.И. Шацова, В.С. Федорова и других исследователей (см. табл. 3.4).

3.2.3. УПРОЩЕННЫЙ МЕТОД РАСЧЕТА ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ЗАБОЙ МНОГОИНТЕРВАЛЬНОГО БОКОВОГО СТВОЛА

При замере веса растянутой части колонны наземный индикатор не может учитывать влияние профиля и искривленности ствола скважины, потерь осевой нагрузки от упругой деформации колонны и других факторов. Поэтому наземный индикатор фиксирует завышенные, по сравнению с фактическими, нагрузки на забой, что при недостаточно высокой квалификации бурильщика может привести к снижению скоростей бурения и, следовательно, к увеличению стоимости строительства скважины.

Для многоинтервальных профилей БС осевую нагрузку на забой (обычно, с достаточной для практических целей точностью) можно определять по упрощенной формуле (см. рис. 3.1):

$$P_3 = (1 + 2m')(2k' + n')IB + h' - \Delta P_{\text{сп}} - \Delta P'_n - \Delta P_G, \quad (3.15)$$

где $\Delta P_G = \mu G \sin \alpha$ – потери на трение забойного двигателя и УБТ; I – цена делений гидравлического индикатора веса (ГИВ) колонны.

По формуле (3.15) решением обратной задачи можно определять и число делений B по заданной величине нагрузки на забой P_3 . Величины m' , n' , k' и h' в зависимости от профиля БС определяются по табл. 3.5, в которой

$$\begin{aligned} \beta_{\text{наб}} &= \{A_{\text{наб}}[(\mu^2 - 1)(\mu^2 + 1)^{-1}(\sin \alpha - \sin \alpha_0 \exp \mu \varphi) - B_{\text{наб}}] - \\ &- |\sin \alpha_0 - \sin \alpha| \} q \rho_{\text{наб}}; \\ A_{\text{наб}} &= 1; B_{\text{наб}} = 0; \theta = \exp(\mu \alpha_{\text{наб}}) + \exp[\mu(\alpha_{\text{наб}} - \alpha_{\text{сп}})] - 1; \\ \varepsilon_{\text{наб,сп}} &= \exp(\mu \alpha_{\text{наб,сп}}); \\ c_{\text{н,в}} &= \mu \{[(1 + \cos \gamma)/(1 - \cos \gamma)]^{0,5} 2/\pi\}. \end{aligned}$$

Таблица 3.5

Зависимость параметров расчета нагрузки на забой и цены деления ГИВ от профиля БС

Параметр	Скважины			
	2-интервальные	3-интервальные		5-интервальные
	вертикальный, набора	вертикальный, набора, спада	вертикальный, набора, наклонный (горизонтальный)	вертикальный, набора, наклонный, набора, наклонный (горизонтальный)
m'	0	0	c_n	c_{n2}
n'	$\varepsilon_{\text{сп}}$	θ	$\varepsilon_{\text{наб1}}$	$\varepsilon_{\text{наб1}} + \varepsilon_{\text{с}} - 1$
k'	c_v	c_v	c_v	$c_v + c_{n1} \varepsilon_{\text{наб}}$
h'	$\beta_{\text{наб1}}$	$\beta_{\text{наб2}}$	0	0
a'	$a_{\text{сп}}$	$a_{\text{сп}}$	a	a
b'_v	$2c_v$	$2c_v$	$2c_v$	$2c_v$
b'_1	0	0	l_{n1}	l_{n1}
b'_2	0	0	0	l_{n2}
$\psi'_{\text{наб1}}$	$\varepsilon_{\text{наб1}}$	$\varepsilon_{\text{наб1}}$	$\varepsilon_{\text{наб1}}$	$\varepsilon_{\text{наб1}}$
$\psi'_{\text{наб2}}$	1	$\varepsilon_{\text{наб2}}^{-1}$	1	$\varepsilon_{\text{наб2}}^{-1}$

Индексы “н, в” означают, что параметр $c_{н,в}$ относится к участку соответственно наклонному (горизонтальному) или вертикальному; α_0 и α (или $\alpha_{наб}$) – как и выше, зенитные углы соответственно на верхних и нижних концах участков набора зенитного угла (если верхняя граница сжатой части колонны лежит на участке набора или спада с величиной зенитного угла $\alpha_{сп}$, то вместо α в формулу для определения β подставляется $\alpha_{сп}$). Для упрощенных расчетов угол γ усредняется по всей длине рассматриваемого вертикального, наклонного или горизонтального интервала профиля (или по его укрупненным участкам). Для слабоискривленных, т.е. для большинства БС, принимают $c_{н,в} = 0$. В случае, когда спирально деформированная часть колонны длиной $L_{сп}$ расположена на участке набора зенитного угла, при определении $\Delta P_{сп}$ углы α на длине $L_{сп}$ усредняются.

3.2.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИВЕДЕННОЙ ЦЕНЫ ДЕЛЕНИЯ ИНДИКАТОРА ВЕСА КОЛОННЫ

Для компенсации возможных погрешностей инклинометрических замеров и усреднения локальной кривизны ствола рекомендуется подстановка в (3.15) вместо I приведенной величины цены деления $I_{п}$ индикатора веса колонны, которую можно получить по результатам замера веса колонны этим индикатором в двух точках. В этом случае вблизи забоя выбирается относительно прямолинейный участок ствола длиной $BC = L_{BC} = 50 \div 200$ м $= L_{AC} - L_{AB}$, где L_{BC} и L_{AB} – длины колонны, соответствующие границам этого участка. Замеряются числа делений A по индикатору веса при длинах колонны L_{AC} и L_{AB} , причем показания ГИВ снимаются после проворота колонны ротором (A^0) и последующего плавного натяжения (перемещения) ее вверх (A^n) или вниз (A^c). Приведенная величина $I_{п}$ определяется из формулы

$$I_{п}(A^{п/c.6} |_{L=AC} - A^{п/c.6} |_{L=AB} [(1 - b'_в)(1 - \psi'_{наб} \pm 1) + 2] = \\ = (1 \pm b'_1)(1 \pm b'_2 - \psi'_c) a' q L_{BC}, \quad (3.16)$$

где a' , $b'_в$, b'_1 , b'_2 , $\psi'_{наб}$, ψ'_c находятся из табл. 3.5; $a = -(-\cos \alpha_{н2} \pm \mu \sin \alpha_{н2})$; $a_{сп} = -(-\cos \alpha_{сп} \pm \mu \sin \alpha_{сп})$; $l_n = 2c_n(1 + 2c_n)$; $\alpha_{сп}$ – усредненная величина зенитного угла на длине участка BC .

При использовании формулы (3.16) в практических расче-

тах автоматически будут учитываться погрешности проведения инклинометрических замеров и другие не принимаемые во внимание факторы.

Следует учитывать, что при расчетах осевых нагрузок обычно задаются значением коэффициента сопротивления μ . Но формулой (3.16) можно пользоваться и для уточнения значения коэффициента сопротивления μ , соответствующего реальным условиям проводки скважины. Для этого в (3.16) подставляют определяемую обычными методами цену деления ГИВ I , а коэффициент сопротивления находят уже из неявного относительно μ выражения.

Настоящая методика может быть использована также при расчете угла закручивания бурильного инструмента, мощности на его вращение и в некоторых других случаях. При необходимости определения цены деления индикатора веса колонны или коэффициента сопротивления μ при снятии замеров ГИВ требуется следить за тем, чтобы влияние разгрузки веса колонны на стенки скважины было идентичным при различной длине бурильного инструмента. Это условие обеспечивается проворотом колонны ротором, соблюдением одной и той же скорости продольного перемещения колонны и правильным выбором момента фиксации показаний индикатора веса.

3.2.5. ВЛИЯНИЕ РАДИУСА НАБОРА ЗЕНИТНОГО УГЛА И ДЛИНЫ НАКЛОННОГО ИЛИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА НА ПОТЕРИ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ТРЕНИЕ

Проведенные расчеты показывают, что уже в вертикальной слабоискривленной скважине разница между весом сжатой части колонны, регистрируемым наземным индикатором веса, и нагрузкой на забой может достигать значительной величины. При наклонном бурении с увеличением глубины скважины или БС эта разница возрастает. В промысловой практике недоучет разгрузки части веса колонны на стенки ствола наиболее наглядно проявляется, в частности, в несрабатывании автоматического пакера пластоиспытателя, недогрузке долота, как правило, являющейся следствием недостаточной квалификации бурильщика, и даже в случаях подъема на поверхность недоотработанных долот.

Определенные по формулам (3.13)–(3.15) и табл. 3.5 (см. рис. 3.1) не учитываемые наземным индикатором веса колонны потери осевой нагрузки на трение в БС диаметром 123,8 мм с использованием бурильных труб ТБПВ 73×7 с замками

Таблица 3.6

Не учитываемые ГИВ потери веса бурильной колонны на трение $\Delta P_{\text{наб}}$, кН, о стенки БС на участках набора зенитного угла (колонна 73×7-мм бурильных труб)

Радиус участка набора, м	Зенитный угол α при осевой растягивающей нагрузке $P_{1,2}$								
	30°			60°			90°		
	20 кН	40 кН	60 кН	20 кН	40 кН	60 кН	20 кН	40 кН	60 кН
40	2,6	4,8	7,0	4,6	8,8	13,0	6,4	12,4	18,4
	3,0	5,6	8,2	5,8	11,2	16,6	9,2	18,0	26,8
80	3,1	5,3	7,5	5,1	9,3	13,5	6,9	12,9	18,9
	3,5	6,1	8,7	6,3	11,7	18,8	9,7	18,5	27,3
120	3,5	5,7	7,9	5,5	9,7	13,9	7,3	13,3	19,3
	3,9	6,5	9,1	6,7	12,1	17,5	10,1	18,9	27,7
200	4,4	6,6	8,8	6,4	10,6	14,8	8,2	14,2	20,2
	4,8	7,4	10,0	7,6	13,0	18,4	11,0	19,8	28,6
400	6,6	8,8	11,0	8,6	12,8	17,0	10,4	16,6	22,4
	7,0	9,6	12,2	9,8	15,2	20,6	13,2	22,0	30,8

Примечания: 1. В числителе – при спуске колонны или при бурении, в знаменателе – при подъеме. 2. $P_{1,2}$ – осевая растягивающая нагрузка в конце участка набора, кН. 3. В начале участка набора $\alpha = 0^\circ$.

Таблица 3.7

Не учитываемые ГИВ потери веса колонны на трение $\Delta P_{\text{наб}}$, кН, на наклонных участках БС (трубы ТБПВ 73×7)

Зенитный угол α , градус	Длина наклонного участка L_n , м			
	200	400	600	1000
30	2,5	5,0	7,5	12,6
60	4,3	8,7	13,0	21,7
90	5,0	10,1	15,1	25,1

ЗПН-108 для различных вариантов участков набора и стабилизации зенитного угла приведены в табл. 3.6 и 3.7.

По результатам, приведенным в табл. 3.6 примера расчета осевой нагрузки на забой БС, можно сделать следующие выводы.

1. Потери осевой нагрузки на трение элементов бурильной колонны о стенки скважины при бурении БС соизмеримы с осевой нагрузкой на долото.

2. При бурении БС с длиной ствола свыше 300–400 м необходима периодическая проверка (по разработанной методике) нагрузки на забой с использованием приведенной цены деления индикатора веса колонны (по замерам в двух точках), позволяющей исключить погрешности инклинометрических замеров и нелинейности коэффициента трения по длине колонны.

3. Обеспечение возможности форсированного бурения БС без учета потерь осевой нагрузки на трение затруднительно.

3.3. АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ КНБК К ИЗМЕНЕНИЮ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВОДКИ БОКОВОГО СТВОЛА

3.3.1. ОБЩИЙ АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ КОНСТРУКЦИЙ КНБК

Технологические службы буровых предприятий часто стремятся использовать наиболее простые сочетания конструкций КНБК с одним или двумя наддолотными калибраторами и (или) стабилизатором на ниппеле забойного двигателя. Но такие КНБК, оснащенные концентричными опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ), наиболее подвержены влиянию изменения технологических и горно-геологических условий бурения. Наиболее заметно это влияние сказывается в следующих случаях:

- при малых величинах зенитных углов (до 8–15°);
- при бурении в мягких породах (при одной и той же величине отклоняющей силы на долоте при бурении, например, в глинах ствол скважины искривляется более интенсивно);
- при большом отклонении оси скважины от нормали к плоскости напластования пород;
- при частой перемежаемости пропластков различной твердости, резко выраженной анизотропности пород;
- при наличии в одной бригаде бурильщиков различной квалификации (влияние осевой нагрузки на забой на отклоняющую силу на долоте) и др.

Именно этими причинами может объясняться иногда наблюдаемые в отдельных регионах недостатки проводки наклонных скважин:

- нерациональное бурение “с навеса”;
- неиспользование для стабилизации азимута скважины и зенитного угла столь эффективного технологического приема, как принудительное вращение низа КНБК по траектории вокруг оси скважины (эксцентричный ниппель, эксцентричный переводник и т.д.);

безориентированное управление азимутом скважины, а зенитным углом – без прогнозирования интенсивности искривления;

вынужденная проводка естественно искривленных участков стволов скважин и др.

При анализе конструкций низа бурильных колонн и типовых ошибок при выборе и эксплуатации КНБК были подразделены на следующие группы (при бурении забойными двигателями).

1. КНБК распространенных конструкций (с наддолотным калибратором, со стабилизатором на ниппеле забойного двигателя, с комбинацией обоих ОЦЭ). Эти КНБК привлекательны из-за простоты конструкции, но отличаются, как правило, относительно большим угловым отклонением оси долота от оси скважины, что может привести к ряду нежелательных последствий (к потере контроля за интенсивностью изменения зенитного угла и азимута скважины, в частности, при бурении в мягких породах; к дополнительному локальному искривлению ствола в виде винтовой спирали, особенно на участках, близких к вертикальным, и стабилизации зенитного угла – ухудшается герметизация кольцевого пространства за эксплуатационной колонной, повышается опасность возникновения аварийной ситуации при бурении скважины или добыче нефти; к формированию поперечного сечения ствола в виде многоугольника – при нецилиндричности ствола возрастает опасность возникновения заколонных перетоков при освоении или в процессе эксплуатации скважины).

2. КНБК по группе 1, но с дополнительным повышением устойчивости к изменению технологических и горно-геологических условий проводки скважин путем дополнительной установки между ОЦЭ и (или) нижним ОЦЭ и долотом расчетной длины переводников или маховиков из УБТ – для снижения отклоняющей силы на долоте и уменьшения углового отклонения оси долота от оси скважины. Общая длина участка КНБК ниже шпинделя в этом случае, во избежание аварии с поломкой вала забойного двигателя, не должна превышать 1,0–1,5 м.

3. КНБК с одной – тремя ОЦЭ повышенной устойчивости, обеспечиваемой дополнительным использованием на шпинделе, снизу и (или) сверху, стабилизаторов с регулируемым наружным диаметром.

4. КНБК по группе 2 с дополнительным использованием центратора с регулируемым наружным диаметром, закрепляемого на гладкой части забойного двигателя или УБТ.

5. КНБК, обеспечивающие повышенную стабилизацию азимута скважины и дополнительно зенитного угла (при правильном выборе параметров КНБК) за счет принудительного вращения наддолотного участка нижней части колонны по траектории вокруг оси скважины (равномерное набегание долота на стенку скважины по всему периметру поперечного сечения ствола).

6. КНБК, обеспечивающие снижение интенсивности загрязнения прискважинной зоны пласта (ПЗП) при вскрытии его бурением – при использовании радиально-упругих ОЦЭ

модели КСМ2 (конструкции Башнипинефти или разработанных Ю.М. Гержбергом [29] и др.).

Проведенные исследования подтвердили необходимость теоретического анализа устойчивости КНБК для бурения в осложненных горно-геологических условиях, при повышенной интенсивности фрезерования стенок ствола, например, при бурении в мягких породах и при изменении технологических режимов проводки скважин (нагрузки на забой и др.). Такие исследования в свое время были начаты в отдельных нефтегазодобывающих регионах, но по тем или иным причинам прекращены и до настоящего времени не завершены. В результате в промысловой практике наблюдаются случаи бурения при низких нагрузках на забой (неоправданно низких скоростях – завышение стоимости бурения) и с конструкциями КНБК, не соответствующими условиям устойчивости к воздействию внешних факторов. Проведенный анализ устойчивости КНБК подтвердил целесообразность использования на буровых предприятиях дополнительных резервов: эксцентричных ниппелей или переводников, стабилизаторов (комплексно нижнего и верхнего) на шпинделе забойного двигателя, крепления ОЦЭ на корпусе забойного двигателя или УБТ и др.

Полученные результаты исследований полностью совпадают с результатами промысловой практики, из которых известно, в частности, что наибольшую трудность представляет проводка ствола (особенно в мягких породах) при зенитных углах до 10–15° и наименьшую – на горизонтальных участках. Именно поэтому из совокупного анализа, например, методом проводки по различным нефтяным регионам, следует, что для скважин, близких к вертикальным, предпочтителен роторный способ бурения, для наклонных и горизонтальных – с использованием забойных двигателей.

3.3.2. ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ КНБК К ИЗМЕНЕНИЮ ГОРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОВОДКИ СЛАБОНАКЛОННЫХ СКВАЖИН

До настоящего времени малоизученными остаются отдельные вопросы устойчивости КНБК к изменению тех или иных горно-геологических условий и технологических режимов проводки скважин, что на промыслах может привести к использованию нерациональных конструкций КНБК, снижению скоростей бурения и другим нежелательным последствиям.

И действительно, потеря продольной устойчивости КНБК, ось которого расположена строго по вертикали, происходит

при нагрузке на долото не более нескольких десятков килоньютонов. Но на вертикальном участке ствола реальной скважины нижняя часть бурильного инструмента из-за отклонения в той или иной мере своей оси от оси ствола практически всегда работает в условиях слабовыраженного продольно-поперечного изгиба, т.е. в заэйлеровой области.

При бурении в изотропных породах с платформенным залеганием пластов удовлетворительные механические скорости обеспечиваются использованием многочисленных типов КНБК, условно называемых жесткими.

В неблагоприятных геологических условиях (наличие выраженных углов падения пластов, частая перемежаемость пропластков различной твердости, анизотропность пород) практический подбор КНБК должен удовлетворять условиям проводки ствола скважины с осью в виде какой-то слабоискривленной кривой, лучше, в виде винтовой линии, осевой линией которой является вертикаль. Зенитный угол у такой винтовой линии не должен превышать какой-то предельной величины, например $[\alpha] = 4 \div 7^\circ$ [90]. Очевидно, что в этом случае должно обеспечиваться условие

$$[\alpha] \geq \alpha_{\text{кнбк}} + \alpha_{\text{гф}}, \quad (3.17)$$

где $\alpha_{\text{кнбк}} = \alpha|_{Q=0}$ – значение равновесного угла, соответствующее данному типу КНБК и выбранному режиму бурения, при котором отклоняющая сила на долоте $Q \rightarrow 0$; $\alpha_{\text{гф}}$ – дополнительное искривление ствола, вызываемое неблагоприятными геологическими факторами.

В последние десятилетия уменьшились объемы бурения при пониженных нагрузках на забой, что порой приводило к неоправданному удорожанию стоимости строительства скважин. Поэтому определенный практический интерес представляет анализ устойчивости КНБК к изменению внешних факторов и, в первую очередь, осевой нагрузки на долото, которая из-за локального искривления ствола может меняться с интервалом до нескольких десятков килоньютонов в период между двумя импульсами разгрузки колонны на забой тормозом буровой лебедки.

С целью упрощения задачи ограничимся анализом устойчивости для отдельных распространенных типов КНБК, используемых для турбинного или роторно-турбинного бурения 120,6–124-мм боковых стволов скважин. Для БС других диаметров картина устойчивости идентична. Устойчивость рассмотрим на основе решения для каждого типа КНБК (по участкам $l_i = l_1, l_2, l_3$) системы известных дифференциальных уравнений продольно-поперечной деформации:

$$EI_i \frac{dv_i^4}{dx_i^4} + P_i \frac{dv_i^2}{dx_i^2} = -q_i \sin \alpha, \quad (3.18)$$

где α – зенитный угол скважины; EI_i – жесткость на изгиб; v_i – поперечный прогиб рассматриваемого однородного участка КНБК на длине x_i в интервале $0-l_i$; q_i – вес единицы длины участка (забойного двигателя или УБТ).

При решении для каждого типа КНБК равновесный зенитный угол, при котором отсутствует отклоняющая сила на долоте, находился из граничного условия на забое при $x_1 = 0$:

$$dv_1^3 / dx^3 = 0. \quad (3.19)$$

Дополнительное условие

$$dv_1 / dx = 0, \quad (3.20)$$

обеспечивающее для жестких КНБК соосность долота и оси скважины, не рассматривалось.

Проведенный по ряду месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири анализ поведения наиболее распространенных конструкций КНБК подтвердил практически удовлетворительное совпадение результатов их работы с известной моделью расчета по системе уравнений (3.17).

Дальнейшее совершенствование конструкций КНБК в соответствии с известным промысловым опытом требуется вести (с обеспечением возможности создания соответствующих типоразмеру долота достаточно высоких нагрузок на забой) в следующих направлениях:

аналитический подбор КНБК с тремя ОЦЭ (или других конструкций) с обязательным выбором диаметров их только на основе расчета, а не эмпирическим путем;

совершенствование (построение) модели прогнозирования отрицательного влияния геологических факторов;

разработка конструкций КНБК, применительно к конкретным горно-геологическим условиям с эксцентричными ниппелем и переводником с предварительным построением аналитической модели работы в скважине;

поиск и разработка конструкций КНБК с отклонением оси долота от оси скважины в сторону, противоположную углам падения пластов;

создание аналитической модели и разработка конструкций КНБК с использованием эффекта набегания фрезерующей силы на долоте (по часовой стрелке, т.е. в сторону вращения)

для дополнительного снижения зенитного угла скважины в неблагоприятных геологических условиях;

разработка для повышения устойчивости КНБК конструкций ОЦЭ с креплением их на любом требуемом расстоянии от долота на гладкой части забойного двигателя или УБТ, причем конструкции креплений должны быть более надежными по сравнению с известными цанговыми зажимами.

Очевидно, что при выборе конструкции КНБК, основываясь преимущественно на эмпирическом опыте, невозможно или крайне затруднительно правильно подобрать диаметры ОЦЭ и рациональное размещение их по длине колонны. Иными словами, основываясь только на промысловом опыте, не всегда можно правильно выбрать конструкцию КНБК. Отсюда и затянувшееся вынужденное бурение с низкими осевыми нагрузками на долото, а порой и “с навеса”, т.е. при практическом отсутствии нагрузки на забой, от чего в некоторых регионах (Северный Кавказ, Прикарпатский прогиб и др.) в последние десятилетия отказались.

3.4. РАЗРАБОТКА КНБК ПОВЫШЕННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ДЛЯ БЕЗОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ И СТАБИЛИЗАЦИИ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА БОКОВОГО СТВОЛА

3.4.1. ВЫБОР ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ КНБК ДЛЯ БЕЗОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРАЕКТОРИЕЙ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

В табл. 3.8–3.19 представлены рассчитанные по системе уравнений (3.18) диаметры ОЦЭ в зависимости от расстояния между ними, типоразмера КНБК (с одним калибратором или стабилизатором, с калибратором и стабилизатором, с двумя калибраторами или стабилизаторами), величины зенитного угла, осевой нагрузки на долото и других факторов для 120,6-мм БС. Для других близких диаметров БС размеры стабилизаторов и калибраторов соответствуют разнице между указанными в таблицах и 120,6-мм долотом.

Приведенные таблицы разработаны для турбинного бурения. Для роторного бурения они соответствуют лишь отдельным наиболее простым частным случаям сложившейся в различных регионах промысловой практики и поэтому являются неполными.

При пользовании таблицами следует учитывать, что устойчивость КНБК к изменению горно-геологических и технологических режимов проводки скважины находится в обратной зависимости от влияния осевой нагрузки на изменение диаметра ОЦЭ и прямо пропорциональна зенитному углу скважины, увеличению расстояния между ОЦЭ и удалению их от долота.

В табл. 3.8–3.19 представлены диаметры ОЦЭ с соответствующей каждому типоразмеру КНБК значением равновесного зенитного угла, при котором отклоняющая сила на долоте равна нулю. Следовательно, безориентированному естественному набору зенитного угла будет соответствовать изменение диаметра в направлении влияния уменьшения осевой нагрузки на забой (с появлением отклоняющей силы на долоте сверху), а естественному спаду зенитного угла – наоборот.

Для КНБК с радиально-упругими лопастями или с эксцентричным ниппелем правильный выбор типа и параметров сводится к определению местоположения ОЦЭ с полноразмерными рабочими диаметрами в зависимости от величины зенитного угла и нагрузки на забой скважины.

При выборе КНБК следует учитывать, что наибольшей устойчивостью обладают КНБК с наддолотными ОЦЭ с увеличенным до 2,5–3,0 м расстоянием между ними или, лучше, КНБК с дополнительным одним или обоими ОЦЭ, устанавливаемыми на корпусе забойного двигателя. КНБК на гладкой части забойного двигателя или УБТ устанавливаются в тех случаях, когда не удается обеспечить требуемую надежность с помощью ОЦЭ, размещаемых вместо ниппеля шпинделя (или на ниппеле) и между шпинделем и нижней секцией двигателя. Поскольку стабилизацию и безориентированное управление величиной зенитного угла при бурении забойными двигателями легче обеспечить с ростом угла наклона (зенитного угла) и в горизонтальных скважинах, то последние замечания относятся и к случаю бурения вертикальных скважин и близких к ним (с зенитными углами до 12–18°).

Безориентированный набор или спад кривизны реализуется легче, чем стабилизация. Выбор КНБК в этом случае также можно производить с помощью таблиц 3.8–3.18. Рассмотрим выбор диаметров ОЦЭ для набора и спада кривизны на примере 124,0-мм скважины. Для скважин других диаметров выбор ОЦЭ идентичен.

Для безориентированного набора или спада при зенитном угле свыше 15–30° часто используется КНБК с одним ОЦЭ. При этом для выбора диаметра калибратора или стабилизатора наиболее наглядно и просто использование табл. 3.8 или 3.11.

Опуская элементарные рассуждения, приходим к очевидному выводу о том, что при изменении диаметра ОЦЭ в направлении роста осевой нагрузки на забой (по таблицам), т.е. при увеличении диаметра калибратора или стабилизатора до значения величины большего, указанного в табл. 3.8 или 3.11, будет происходить набор зенитного угла и наоборот, при уменьшении – спад.

Для скважин, близких к вертикальным, для слабоинтенсивного естественного набора или спада зенитного угла в целях обеспечения проводки в продуктивном пласте горизонтального участка ствола синусоидальной формы и ряде других случаев более целесообразным может оказаться использование двух опорно-центрирующих элементов. В этом случае из простого анализа, например, проведенного по табл. 3.16 и 3.19, следует, что для набора зенитного угла надо диаметр калибратора (или нижнего ОЦЭ) увеличивать, а стабилизатора (или верхнего ОЦЭ) – уменьшать. При необходимости естественного спада зенитного угла поступают наоборот.

3.4.2. ВЫБОР КНБК ДЛЯ ПРОРАБОТКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Выбор КНБК для проработки ствола перед спуском эксплуатационной колонны или разбуривания цементного моста и в ряде других случаев осуществляется по табл. 3.8–3.19, т.е. исходя из равенства нулю отклоняющей силы на долоте. При этом диаметры ОЦЭ определяют из условия малости или стремления к нулю осевой нагрузки на долото (в последнем случае дополнительно производится интерполяция – лучше графическая – приведенных в таблицах диаметров), т.е. практически соответствуют приведенным в таблицах.

Интервалы проработки выбираются по результатам геофизических исследований скважины (инклинометрии, профилометрии, условий залегания продуктивного и водоохранного комплексов, наличия участков сужения ствола, проявлений и поглощений и т.д.). Для проработки лучше использовать КНБК с двумя ОЦЭ, которые более устойчивы. При этом уменьшается опасность нежелательной зарезки (потери) ствола и несколько снижается интенсивность локального винтообразного искривления скважины (преимущественно, на участках вертикальном и стабилизации зенитного угла), улучшается расширение желобных выработок (от замков – при спуско-подъемных операциях).

Окончательный выбор КНБК для проработки скважины

производится с учетом проходимости ее в скважину, широко освещенной в учебной литературе (М.П. Гулизаде и др.) и поэтому в этой книге не рассматриваемой. Во всех случаях для более рациональной дифференцированной по длине ствола проработки скважины лучше использовать ОЦЭ с самовыдвигающимися лопастями (типа КПрМ2 и др.).

3.4.3. КОНСТРУКЦИИ КНБК

КНБК ИЗ ДОЛОТА И ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Используется для естественного спада зенитного угла скважины. При отсутствии влияния геологических факторов приводит к росту азимута скважины.

Вызывает увеличение интенсивности искривления ствола и может привести к наиболее непрогнозируемому (по сравнению с другими типами КНБК) изменению траектории ствола.

КНБК С ОДНИМ КАЛИБРАТОРОМ

Стабилизация зенитного угла. Для представленной на рис. 3.2 КНБК значения диаметров калибратора, для условий стабилизации зенитного угла, при различных расстояниях между долотом, калибратором и корпусом (ниппелем) забойного двигателя должны соответствовать приведенным в табл. 3.8–3.10.

Расстояние $l_1 = 210$ мм (или близкое к нему) соответствует случаю применения наддолотного калибратора, $l_2 = 790$ мм (или близкое к нему) – установке калибратора непосредственно на переводнике вала шпинделя забойного двигателя.

Диаметры калибраторов, приведенные в этих таблицах, соответствуют условию меньшей величины фрезерующей способности по сравнению с долотом. Для мягких пород это соот-

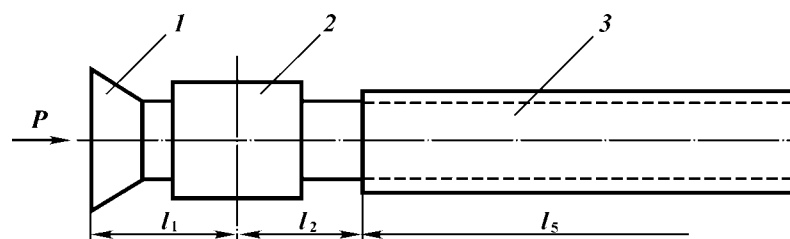


Рис. 3.2. КНБК с одним калибратором:
1 – долото; 2 – калибратор; 3 – забойный двигатель

ветствует (для серийно выпускаемых конструкций ОЦЭ обычно соблюдается) двум основным условиям:

площадь поверхности калибрующих ребер кратно больше боковой (фрезерующей) поверхности долота;

твердосплавные зубцы не должны выступать над поверхностью калибрующих ребер, а в случае нанесения сплошного твердосплавного слоя поверхность его должна подвергаться шлифовке.

Для улучшения условий стабилизации желательно выполнение на передней грани (по ходу вращения долота) калибрующих ребер, например, с 30° заходной фаски, что предотвращает полное «сдираание» глинистой корки со стенок скважины и, кроме того, в пористых породах способствует образованию на стенках скважины дополнительного уплотненного защитного (кольматационного) слоя.

Табл. 3.8–3.19 составлены для пластов платформенного типа без учета влияния анизотропности и геологических условий залегания слагающих стенки пород, что допустимо для большей части разрабатываемых месторождений. При необходимости соответствующие поправки вносятся на основании накопленного по каждому конкретному месторождению промыслового опыта. Такие поправки не следует использовать при бурении с большими углами падения пластов (свыше $15\text{--}25^\circ$), бурении так называемых естественно искривленных (с форсированными режимами проводки) скважин при больших отклонениях зенитного угла скважин от нормали к плоскости напластования пород, частой перемежаемости пропластков с резко различающейся твердостью и в некоторых других случаях.

Приведенные в табл. 3.8–3.10 (и всех идентичных последующих) данные непосредственно не раскрывают влияние диаметра калибратора на устойчивость КНБК к изменению режимов бурения (нагрузка на забой и др.) и горно-геологических условий проводки скважин (в противном случае необходимы громоздкие таблицы, практическое использование которых малоудобно). Поэтому для участков стабилизации зенитного угла скважины следует в первую очередь выбирать КНБК с калибратором, диаметр которого отмечен звездочкой, наименее целесообразно использовать остальные калибраторы, диаметр которых указан в таблице (это относится и ко всем последующим таблицам), характеризующие области слабоустойчивой работы КНБК.

При выборе КНБК с одним калибратором следует иметь в виду, что устойчивость ее к изменению режимов бурения и горно-геологических условий проводки скважины, а также к

Таблица 3.8

Диаметры калибраторов, удовлетворяющих условиям стабилизации
зенитного угла скважины в зависимости от осевой нагрузки на долото P
($l_1 = 210$ мм, $l_2 = 790$ мм)

P , кН	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
40	120,5	120,3	120,2*	120,0*	119,6*	119,1*	118,7*	118,3*
70	120,5	120,4	120,3	120,2*	120,0*	119,7	119,4	119,2
100	120,5	120,4	120,3	120,3	120,1	119,9	119,7	119,6
130	120,4	120,4	120,3	120,3	120,1	120,0	119,7	119,8

Примечание. Здесь и далее в табл. 3.9–3.19 цифры со звездочкой обозначают области предпочтительного применения.

Таблица 3.9

Диаметры калибраторов в зависимости от длины участка l_1
($l_2 = 790$ мм, $P = 100$ кН)

l_1 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
210	120,5	120,4	120,3	120,3	120,1	119,9	119,7	119,6
500	120,5	120,4	120,4	120,3*	120,1*	119,9*	119,7	119,6
750	120,5	120,4	120,4	120,3	120,1	119,9	119,8	119,6
1000	120,5	120,5	120,4	120,3	120,1	119,9	119,8	119,6
1500	120,5	120,5	120,4	120,4	120,1	120,0	119,8	119,7
2000	120,6	120,5	120,4	120,4	120,2	120,0	119,8	119,7

Таблица 3.10

Диаметры калибраторов в зависимости от длины участка l_2
($l_1 = 210$ мм, $P = 100$ кН)

l_2 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
790	120,5*	120,4*	120,3*	120,3*	120,1*	119,9*	119,7*	119,6*
1000	120,4	120,3	120,2*	120,1*	119,8*	119,5*	119,2*	119,0*
1500	120,2	120,0	119,8*	119,6*	118,9*	118,2*	117,7*	117,1*
2000	120,1	119,8	119,4*	119,1*	117,8*	116,7*	115,8*	114,6*
3000	120,4	119,8	119,1	118,5*	116,1*	113,7	119,6	–
5000	111,9	112,0	112,1	112,2*	113,6	116,7	119,6	–

уменьшению диаметра калибратора в результате абразивного износа относительно невелика. Устойчивость и стабилизация траектории ствола несколько улучшаются с ростом длины переводника между долотом и калибратором (расстояния l_1) и, наоборот, ухудшаются с увеличением расстояния (l_2) до корпуса двигателя.

В целом КНБК с одним калибратором для стабилизации или (менее эффективно) для слабоинтенсивного набора или спада зенитного угла следует применять при зенитных углах не более 30–45° (меньшие значения углов относятся к нагрузкам на забой до 40–70 кН). При выборе калибраторов следует

учитывать, что для обеспечения повышенной прямолинейности траектории ствола скважины на участках возможного размещения глубинно-насосного оборудования предпочтительно использование конструкций с увеличенными длиной и площадью поверхности калибрующих ребер.

Увеличение длины вращающейся части (маховика) низа КНБК, т.е. длины l_1 или l_2 , дополнительно вызывает улучшение стабилизации или снижение интенсивности изменения зенитного угла и азимута скважины.

Безориентированный набор или спад зенитного угла. При выборе КНБК для безориентированного набора или спада зенитного угла используют табл. 3.8–3.10. При этом диаметр калибратора необходимо принимать следующим (указанное правило лучше использовать при меньшем значении l_1 , т.е. с наддолотным калибратором):

для набора зенитного угла на 2–4 мм больше, указанного в таблицах;

для спада зенитного угла на 1–3 мм меньше, отмеченного звездочкой;

меньшие значения увеличения или уменьшения диаметра калибратора относятся к случаям более малоинтенсивного соответственно набора или спада зенитного угла.

Так, для набора зенитного угла (при его значении свыше 25–35° и нагрузке на забой не более 100 кН) может быть использована следующая КНБК: долото; калибратор диаметром, близким к полноразмерному; переводник из 105-мм УБТ длиной 1–2 м; забойный двигатель.

В целом КНБК с калибратором (см. рис. 3.2), по сравнению с КНБК со стабилизатором более часто используют для участков естественного спада зенитного угла, чем набора.

Заметное влияние осевой нагрузки на выбор КНБК с одним калибратором (см. табл. 3.8) в отдельных случаях может быть использовано для проводки горизонтального участка ствола (с применением телесистемы) в виде синусоидальной кривой, обеспечивающей увеличение дебита скважин (опыт АО “Краснодарнефтегаз”).

Стабилизация азимута скважины наиболее эффективно обеспечивается применением устройств, вызывающих принудительное вращение нижней (вращающейся) части КНБК по так называемой траектории вокруг собственной искривленной оси;

эксцентричный ниппель;

эксцентричные (с радиальным смещением) или с небольшим перекосом осей резьбы переводники на вращающейся час-

ти КНБК (легко изготавливаемые в условиях механических мастерских УБР);

эксцентричные накладки на гладкой части корпуса забойного двигателя – для роторно-турбинного бурения (метод наименее технологичен).

При использовании любого указанного метода значение эксцентриситета смещения долота относительно плоскости забоя более $\varepsilon = 0,5 \div 2,0$ мм нецелесообразно.

Во всех случаях для стабилизации азимута при выборе конструкции КНБК (величин l_1 и l_2 , диаметров других ОЦЭ – при их наличии) необходимо руководствоваться табл. 3.8–3.10 и аналогичными – для других типоразмеров КНБК, т.е. КНБК следует выбирать исходя из условия стабилизации зенитного угла скважины.

Условием бурения в породах твердостью свыше 600–800 МПа (60–80 кгс/мм²) по Шрейнеру (Урало-Поволжье и др.) для стабилизации зенитного угла удовлетворяет КНБК, представленная на рис. 3.2. При бурении в мягких породах Западной Сибири с твердостью менее 400–800 МПа (40–80 кгс/мм²) для стабилизации азимута следует использовать компоновку с калибратором и стабилизатором или (несколько хуже) с двумя калибраторами.

Стабилизация азимута несколько улучшается с увеличением радиального люфта вала забойного двигателя, что необходимо учитывать при выборе КНБК для безориентированного управления азимутом скважины.

Безориентированное управление азимутом скважины. При безориентированном управлении азимутом наклонной скважины необходимо учитывать направление ствола относительно плоскости напластования пород, результаты анализа накопленного промыслового опыта бурения данным видом КНБК, а также типоразмеры долота и калибратора.

Во всех случаях выбора КНБК для безориентированного управления азимутом скважины по представленным таблицам следует иметь в виду, что набор зенитного угла наиболее вероятно будет сопутствовать фрезерованию долотом (или долотом и наддолотным калибратором) верхней стенки ствола. Это соответствует условию выбора КНБК для набора зенитного угла. Спад азимута, наиболее часто наблюдаемый на промыслах, обычно отмечается при фрезеровании нижней стенки ствола, т.е. при спаде зенитного угла. Картина может меняться при влиянии геологических факторов, причем наиболее заметно – в случае использования КНБК для малоинтенсивного набора или спада зенитного угла.

КНБК СО СТАБИЛИЗАТОРОМ

В целом устойчивость к изменению режимов бурения и горно-геологических условий проводки скважины КНБК со стабилизатором (рис. 3.3) ниже, чем КНБК с калибратором. Следовательно, уже и область их рационального использования для наклонного бурения: на участках стабилизации зенитного угла – предпочтительно, при зенитных углах до 30° и в отдельных случаях – для горизонтального бурения.

КНБК со стабилизатором, диаметр которого больше на 1–3 мм, приведенных в табл. 3.12, целесообразно применять для безориентированного набора зенитного угла. В этом случае интенсивность набора будет больше, чем при использовании КНБК с калибратором.

Для безориентированного спада зенитного угла КНБК со стабилизатором, диаметр которого на 1–2 мм меньше указанного в табл. 3.11 и 3.12, можно использовать, например, в следующей компоновке (при нагрузке на забой менее 100 кН и значении зенитного угла до $20\text{--}30^\circ$): долото; переводник 105-мм УБТ длиной 0,7–1,5 м; стабилизатор на ниппеле забойного двигателя, диаметром на 1–2 мм меньшим указанных в таблицах для стабилизации зенитного угла; забойный двигатель. С увеличением расстояния от долота до стабилизатора интенсивность падения зенитного угла возрастает.

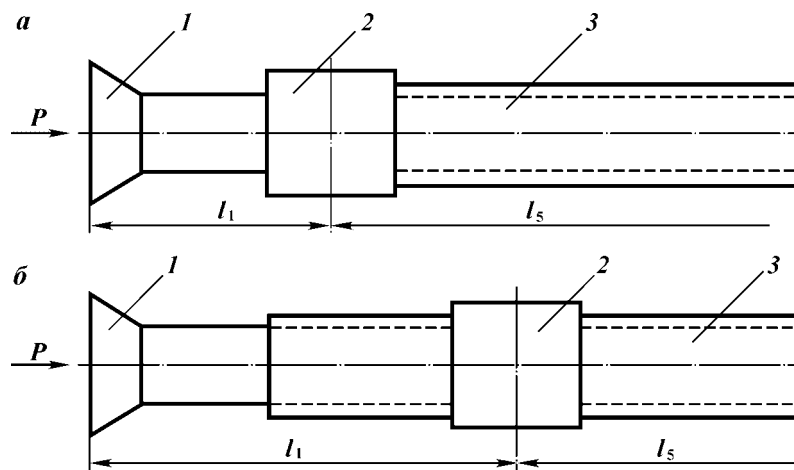


Рис. 3.3. КНБК со стабилизатором:
а – на ниппеле забойного двигателя; б – на корпусе двигателя; 1 – долото;
2 – стабилизатор; 3 – забойный двигатель

Таблица 3.11

Диаметры стабилизаторов в зависимости от осевой нагрузки на долото P
($l_1 = 835$ мм)

P , кН	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
40	120,6	120,6	120,6	120,6	120,6	120,4	120,3	120,3
70	120,5	120,5	120,6	120,6	120,6	120,5	120,5	120,5
100	120,5	120,5	120,5	120,5	120,5	120,6	120,6	120,6
130	120,4	120,4	120,4	120,4	120,5	120,5	120,5	120,5

Таблица 3.12

Диаметры стабилизатора в зависимости от длины участка l_1 ($P = 100$ кН)

l_1 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
835	120,5*	120,5*	120,5*	120,5*	120,5*	120,6*	120,6*	120,6*
1000	120,4*	120,4	120,4	120,5	120,5	120,5	120,6	120,6
1500	120,2*	120,2	120,3	120,3	120,5	120,6	120,5	120,4
2000	119,9*	120,0	120,1	120,2	120,6	120,3	120,0	119,9
3000	119,3*	119,7	120,0	120,5	119,4	118,2	117,3	116,5
5000	118,4	119,1	115,4	111,8	—	—	—	—

При наличии радиального люфта Δ забойного двигателя требуемый диаметр стабилизатора, определяемый по табл. 3.11 и 3.12, увеличивается на $\Delta/2$.

При использовании вместо стабилизатора, например СТК (рис. 3.3, а), совмещенного с ниппелем забойного двигателя, опорно-центрирующего устройства другого типа с креплением (тем или иным способом) на гладкой части корпуса забойного двигателя (рис. 3.3, б) интенсивность безориентированного спада возрастает. Для этого стабилизатор следует крепить на корпусе забойного двигателя на 1,3–1,8 м выше ниппеля.

КНБК С КАЛИБРАТОРОМ И СТАБИЛИЗАТОРОМ

КНБК с двумя опорно-центрирующими элементами обладают более высокой устойчивостью, чем с одним. Это обеспечивает не только менее интенсивное локальное искривление ствола, но и более надежную стабилизацию зенитного угла и азимута скважины, особенно в неблагоприятных горно-геологических условиях, в том числе в мягких породах Западной Сибири.

КНБК с наддолотным калибратором и стабилизатором на ниппеле забойного двигателя (рис. 3.4) отличается повышенной устойчивостью к изменению нагрузки на забой, т.е. более предпочтительна для стабилизации ствола скважины. В мень-

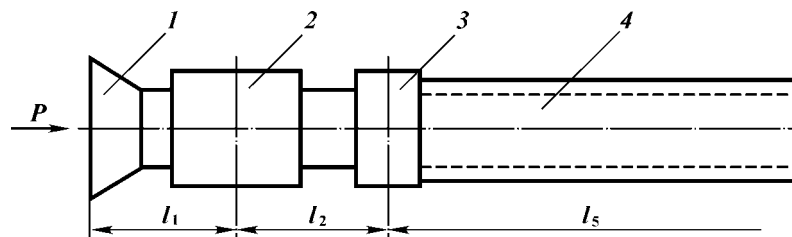


Рис. 3.4. КНБК с калибратором и стабилизатором:
1 – долото; 2 – калибратор; 3 – стабилизатор; 4 – забойный двигатель

шей мере влияет на устойчивость такой КНБК и изменение ряда других параметров режима бурения, а также зенитного угла скважины. Наиболее эффективно использование этой КНБК в интервале осевых нагрузок 140–220 кН для наклонных скважин с зенитными углами до 30–40°. При этом длину маховика между долотом и калибратором лучше выбирать равной не менее 800–1200 мм.

КНБК с двумя ОЦЭ при проводке наклонных скважин наиболее эффективны в следующих случаях:

- отклонение оси скважины от нормали к плоскости напластования пород;
- резкая анизотропность пород;
- частая перемежаемость пропластков пород различной твердости;
- необходимость обеспечения прямолинейности ствола для предупреждения отдельных видов осложнений;
- вскрытие бурением зоны продуктивных отложений;
- невысокая квалификация бурильщика и т.п.

При выборе по табл. 3.13–3.15 конструкций КНБК для условий стабилизации зенитного угла скважины следует принимать диаметры ОЦЭ, ориентируясь в первую очередь на отмеченные звездочкой.

Для стабилизации зенитного угла и азимута скважины расстояние от долота до калибратора следует принимать равным 500–1000 мм на участках ствола с зенитным углом до 15–30° и 500–2000 мм – при большем, вплоть до 90°.

Расстояние l_2 между калибратором и стабилизатором для горизонтальных скважин лучше принимать равным 1,7–3,0 м при осевых нагрузках на забой 120–140 кН. В интервале $l_2 = 1000\div1700$ мм компоновка, представленная на рис. 3.4, для 120,6-мм скважин становится малоустойчивой.

КНБК с двумя ОЦЭ можно использовать для малоинтен-

Таблица 3.13

Диаметры ОПЭ, мм, в зависимости от осевой нагрузки на долото P
($l_1 = 210$ мм, $l_2 = 1005$ мм)

P , кН	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
40	$\frac{120,5^*}{118,7^*}$	$\frac{120,4^*}{118,5^*}$	$\frac{120,2^*}{118,2^*}$	$\frac{120,0^*}{117,6^*}$	$\frac{120,4^*}{115,9^*}$	$\frac{118,9^*}{115,5^*}$	$\frac{118,5^*}{113,4^*}$	$\frac{118,0^*}{111,9^*}$
70	$\frac{120,2^*}{119,6^*}$	$\frac{119,7}{118,9}$	$\frac{119,3}{118,6}$	$\frac{118,8^*}{118,0^*}$	$\frac{117,0^*}{116,6^*}$	$\frac{115,6^*}{115,7^*}$	$\frac{114,5^*}{113,9^*}$	$\frac{113,6^*}{112,4^*}$
100	$\frac{120,2^*}{120,1^*}$	$\frac{119,8}{119,5}$	$\frac{119,3}{119,0}$	$\frac{118,9^*}{118,6^*}$	$\frac{117,4^*}{117,1^*}$	$\frac{116,0^*}{116,4^*}$	$\frac{115,0^*}{114,7^*}$	$\frac{114,1^*}{111,8^*}$
130	$\frac{120,3^*}{117,9^*}$	$\frac{119,9}{116,9}$	$\frac{119,5}{116,1}$	$\frac{119,1^*}{115,2^*}$	$\frac{117,8^*}{113,7^*}$	$\frac{116,7^*}{111,9^*}$	$\frac{115,8^*}{109,3^*}$	$\frac{115,0^*}{107,5^*}$

Примечание. Здесь и далее в табл. 3.14, 3.15 в числителе – диаметр калибратора, в знаменателе – стабилизатора.

Таблица 3.14

Диаметры ОПЭ, мм, в зависимости от длины участка l_1
($l_2 = 1005$ мм, $P = 100$ кН)

l_1 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
210	$\frac{120,2^*}{119,8^*}$	$\frac{119,8^*}{117,5^*}$	$\frac{119,3^*}{115,3^*}$	$\frac{118,9^*}{113,9^*}$	$\frac{117,4^*}{111,8^*}$	$\frac{116,0^*}{110,2^*}$	$\frac{115,0^*}{109,0^*}$	$\frac{114,1^*}{107,3^*}$
500	$\frac{118,9^*}{117,9^*}$	$\frac{116,9}{115,3}$	$\frac{115,0}{113,4}$	$\frac{113,0^*}{111,2^*}$	—	—	—	—
750	$\frac{117,5^*}{116,1^*}$	$\frac{113,8}{112,0}$	$\frac{110,2}{107,4}$	—	—	—	—	—
1000	$\frac{116,0^*}{113,6^*}$	$\frac{110,6}{109,3}$	—	—	—	—	—	—
1500	$\frac{113,2}{110,4}$	—	—	—	—	—	—	—
2000	$\frac{110,7}{107,3}$	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 3.15

Диаметры ОЦЭ, мм, в зависимости от длины участка l_2
($l_1 = 210$ мм, $P = 100$ кН)

l_2 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
1005	120, 2	119, 8	119, 3	118, 9*	117, 4*	116, 0*	115, 0*	114, 1*
	119, 8	117, 5	115, 3	113, 9*	111, 8*	110, 2*	109, 0*	107, 3*
1500	120, 5*	120, 5*	120, 4*	120, 4*	120, 2	—	—	—
	120, 1*	116, 3*	112, 8*	109, 0*	106, 2	—	—	—
2000	120, 6	120, 6	120, 5	120, 5*	120, 4*	120, 3*	120, 3*	120, 2*
	120, 2	117, 5	116, 1	114, 6*	112, 8*	111, 1*	109, 7*	108, 3*
3000	120, 6	120, 5	120, 4	120, 4*	120, 2*	120, 0*	119, 8*	119, 7*
	120, 3	118, 6	117, 9	116, 8*	115, 5*	113, 9*	112, 4*	111, 2*
5000	120, 6	120, 5	120, 4	120, 4*	120, 1*	119, 9*	119, 8*	119, 7*
	120, 5	119, 8	119, 1	118, 6*	117, 3*	116, 2*	114, 9*	113, 0*

сивного набора или спада зенитного угла. Для малоинтенсивного набора зенитного угла следует при диаметре калибратора, выбираемому по табл. 3.13–3.15, уменьшать на 2–3 мм диаметр стабилизатора, по сравнению с принимаемыми по таблицам для условий стабилизации траектории ствола. Для малоинтенсивного спада, наоборот, диаметр стабилизатора надо увеличивать на 1,5–4,0 мм. При длине $l_2 > 1000$ мм КНБК по рис. 3.4 облегчает оперативное управление траекторией ствола горизонтальной скважины с контролем по телесистеме.

Радиальный люфт Δ забойного двигателя может компенсироваться увеличением диаметра стабилизатора на $\Delta/2$.

КНБК С ДВУМЯ КАЛИБРАТОРАМИ

КНБК с двумя калибраторами (рис. 3.5) несколько менее эффективна, чем представленная на рис. 3.4. Ее целесообразно использовать при наличии на буровой калибраторов, изношенных по диаметру до 112–116 мм и более, с нагрузкой на забой не выше 100 кН (см. табл. 3.16–3.19). Длина наддолотного маховика в ней практически не влияет на устойчивость КНБК. А наличие возможности варьирования длиной маховика между калибраторами, а также между верхним калибратором и шпинделем забойного двигателя расширяет функциональные воз-

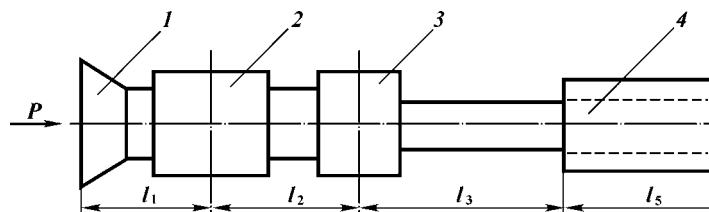


Рис. 3.5. КНБК с двумя калибраторами:
1 – долото; 2 – калибратор K1; 3 – калибратор K2; 4 – забойный двигатель

возможности КНБК с двумя калибраторами для безориентированного управления траекторией наклонного ствола в целях стабилизации зенитного угла и азимута скважины.

Для стабилизации зенитного угла выбираются КНБК с диаметрами калибраторов, в первую очередь, отмеченных в табл. 3.16–3.19 звездочкой. При установке между долотом и нижним калибратором дополнительно переводника из УБТ длиной 1000–1500 мм стабилизация зенитного угла и азимута скважины улучшается. При износе нижнего наддолотного калибратора до диаметра 118 мм и менее, а верхнего – менее 116–114 мм следует увеличить расстояние между ними, уста-

Таблица 3.16

Диаметры калибраторов, мм, в зависимости от осевой нагрузки на долото P
($l_1 = 210$ мм, $l_2 = 680$ мм, $l_3 = 790$ мм)

P , кН	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
40	119,5*	119,3*	119,0*	118,7*	117,7*	117,5*	117,2*	116,8*
	120,0*	119,4*	119,1*	118,9*	117,8*	117,6*	117,4*	117,0*
70	116,9*	116,0*	115,2*	114,3*	112,9*	111,0*	109,8*	107,5*
	118,4*	117,8*	117,0*	116,1*	114,9*	112,3*	111,5*	110,8*
100	116,6*	115,8*	114,3*	113,4*	111,8*	110,1*	108,5*	107,1*
	117,2*	116,7*	115,9*	114,1*	113,0*	111,3*	109,9*	108,1*
130	116,8*	115,6	114,4	113,7	112,2*	111,4	110,5	109,2
	114,3*	112,9	112,0	110,7	109,4*	108,2	106,9	105,6

Примечание. Здесь и далее в табл. 3.17–3.19 в числителе – диаметр калибратора 1, в знаменателе – калибратора 2.

Таблица 3.17

Диаметры калибраторов в зависимости от длины участка l_1
 ($l_2 = 680$ мм, $l_3 = 790$ мм, $P = 100$ кН)

l_1 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
210	$\frac{116,6^*}{117,2^*}$	$\frac{115,8^*}{116,7^*}$	$\frac{114,3^*}{115,9^*}$	$\frac{113,4^*}{114,1^*}$	$\frac{111,8^*}{113,0^*}$	$\frac{110,1^*}{111,3^*}$	$\frac{108,5^*}{109,9^*}$	$\frac{107,1^*}{108,1^*}$
500	$\frac{116,7}{118,5}$	$\frac{114,9^*}{116,7^*}$	$\frac{113,2^*}{115,3^*}$	$\frac{111,9^*}{113,8^*}$	$\frac{109,7^*}{110,6^*}$	—	—	—
750	$\frac{116,8}{115,3}$	$\frac{112,0^*}{111,4^*}$	$\frac{107,3^*}{108,0^*}$	—	—	—	—	—
1000	$\frac{116,9}{114,0}$	$\frac{112,2^*}{110,1^*}$	$\frac{107,4}{107,2}$	—	—	—	—	—
1500	$\frac{115,7}{113,2}$	$\frac{112,0^*}{109,6^*}$	$\frac{108,3}{106,7}$	—	—	—	—	—
2000	$\frac{114,6}{111,1}$	$\frac{113,8^*}{107,2^*}$	—	—	—	—	—	—

Таблица 3.18

Диаметры калибраторов в зависимости от длины участка l_2
 ($l_1 = 210$ мм, $l_3 = 790$ мм, $P = 100$ кН)

l_2 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
680	$\frac{116,6^*}{117,2^*}$	$\frac{115,8^*}{116,7^*}$	$\frac{114,3^*}{115,9^*}$	$\frac{113,4^*}{114,1^*}$	$\frac{111,8^*}{113,0^*}$	$\frac{110,1^*}{111,3^*}$	$\frac{108,5^*}{109,9^*}$	$\frac{107,1^*}{108,1^*}$
1000	$\frac{114,1^*}{112,9^*}$	$\frac{112,3^*}{110,7^*}$	$\frac{110,4^*}{108,3^*}$	$\frac{108,7^*}{106,9^*}$	—	—	—	—
1500	$\frac{110,6^*}{109,0^*}$	$\frac{108,3^*}{107,7^*}$	—	—	—	—	—	—
2000	$\frac{108,5^*}{107,5^*}$	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 3.19

Диаметры калибраторов в зависимости от длины участка l_3
 ($l_1 = 210$ мм, $l_2 = 680$ мм, $P = 100$ кН)

l_3 , мм	Зенитный угол, градус							
	3	7	11	15	30	45	60	90
790	$\frac{116,6}{117,2}$	$\frac{115,8}{116,7}$	$\frac{114,3}{115,9}$	$\frac{113,4}{114,1}$	$\frac{111,8}{113,0}$	$\frac{110,1}{111,3}$	$\frac{108,5^*}{109,9^*}$	$\frac{107,1^*}{108,1^*}$
1000	$\frac{116,9^*}{115,9^*}$	$\frac{116,0^*}{114,6^*}$	$\frac{114,7^*}{113,3^*}$	$\frac{113,8^*}{111,9^*}$	$\frac{112,2}{110,8}$	$\frac{110,5^*}{109,5^*}$	$\frac{109,0^*}{108,0^*}$	$\frac{-}{-}$
1500	$\frac{117,3^*}{116,9^*}$	$\frac{116,6^*}{116,0^*}$	$\frac{115,9^*}{115,3^*}$	$\frac{114,6^*}{113,9^*}$	$\frac{113,8}{112,6}$	$\frac{111,7}{111,0}$	$\frac{110,8^*}{109,8^*}$	$\frac{109,2}{108,3}$
2000	$\frac{118,6^*}{117,9^*}$	$\frac{117,5^*}{117,0^*}$	$\frac{116,9^*}{116,4^*}$	$\frac{116,2^*}{115,8^*}$	$\frac{115,0}{114,1}$	$\frac{113,8}{112,9}$	$\frac{112,2^*}{111,2^*}$	$\frac{111,6}{110,4}$
3000	$\frac{119,5^*}{119,0^*}$	$\frac{119,0^*}{118,3^*}$	$\frac{118,3}{117,4}$	$\frac{117,4}{116,0^*}$	$\frac{115,9}{115,4}$	$\frac{114,8}{113,8}$	$\frac{112,9}{113,0}$	$\frac{111,8}{112,1}$
5000	$\frac{120,1^*}{119,6^*}$	$\frac{119,3^*}{119,1^*}$	$\frac{118,8}{118,9}$	$\frac{118,0}{118,2}$	$\frac{116,7}{117,0}$	$\frac{115,1}{116,0}$	$\frac{113,7}{115,1}$	$\frac{112,6}{114,3}$

навливая дополнительный переводник. Но в этом случае устойчивость КНБК несколько снижается. Увеличением длины l_3 до 1,5–3,0 м можно снизить интенсивность искривления ствола в интервалах зенитных углов 20–90°.

Дополнительная регулировка, например, для стабилизации зенитного угла и азимута скважины, обеспечивается использованием переводников различной длины l_1 (см. рис. 3.5) или подбором диаметра второго калибратора, имеющего меньшую величину, чем первый, более близко расположенный к долоту.

Малоинтенсивный набор зенитного угла α обеспечивается:

увеличением диаметра наддолотного калибратора при нижнем, соответствующем табличному;

уменьшением диаметра верхнего калибратора.

Малоинтенсивный спад угла α обеспечивается:

уменьшением диаметра наддолотного калибратора;

увеличением диаметра верхнего калибратора.

Малоинтенсивный набор или спад зенитного угла лучше обеспечиваются соответственно увеличением или уменьше-

нием диаметра нижнего (наддолотного) калибратора (до 4–7 мм) при неизменном диаметре верхнего, подбираемого по табл. 3.16–3.19 и при нагрузке на забой $P = 70 \div 100$ кН. При вскрытии пласта бурением нагрузка на долото уменьшается.

3.5. ВЫБОР МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМОГО РАДИУСА ИСКРИВЛЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Радиус искривления (участка набора зенитного угла) не должен быть менее какого-то определенного значения, обусловленного следующими факторами:

- возможностью спуска через участок набора элементов бурильного инструмента (турбобура, УБТ, бурильных труб) или обсадной колонны без превышения предела текучести материала их, т.е. без образования в указанных элементах остаточной деформации (искривления) или возникновения аварийной ситуации;

- исключением возникновения аварийной ситуации на участке набора зенитного угла (забуривания бокового ствола) от превышения предела прочности суммой изгибающих и растягивающих нагрузок в поперечном сечении колонны или при роторном бурении от усталостного разрушения бурильных труб;

- возможностью спуска через искривленный участок оборудования для заканчивания (перфораторы, НКТ с пакерами и др.), исследования (пластоиспытатели и др.) и эксплуатации скважины (глубинно-насосное оборудование).

В промышленной практике наиболее распространены боковые ответвления ствола относительно небольшой длины (до нескольких сот метров), для которых обычно можно ограничиться анализом возможности спуска через искривленный участок колонны элементов низа бурильного инструмента. Поэтому в настоящем разделе рассмотрим только возможность спуска в боковой ствол основных элементов бурильной колонны. Более полное решение задачи достаточно подробно рассмотрено Н.А. Григоряном и другими исследователями (см., например, [23, 30]) и в настоящей работе не приводится.

Минимально допустимый радиус (м) искривления, ограничивающий возможность спуска бурильного инструмента, может быть определен по одной из следующих распространенных формул [101]:

для забойного двигателя с долотом длиной L_T

$$R_{\min} = \frac{0,171L_T^2}{(1,41m - 0,41)D - d_T + 0,34\sigma_T L_T^2 (Ed_T)^{-1}};$$

для УБТ (в нижней части колонны)

$$R_{\min} = \frac{Ed_{y6T}}{2\sigma_T};$$

для верхней части колонны СБТ при наличии растягивающих нагрузок, вызывающих в трубах напряжения растяжения σ_p ,

$$R_{\min} = \frac{Ed_3}{2(\sigma_T - \sigma_p)},$$

или с учетом коэффициента запаса прочности $n = 1,4 \div 1,6$

$$R_{\min} = \frac{Ed_3}{2[(\sigma_T / n) - 10(P_p / F)]}.$$

Здесь L_T – длина забойного двигателя, м; D , d_T , d_{y6T} и d_3 – наружные диаметры соответственно долота, забойного двигателя, УБТ и соединительного замка (или муфты) бурильных (или обсадных) труб, м; $m \geq 1$ – коэффициент расширения ствола; $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа – модуль упругости стали; σ_T – предел текучести материала элемента колонны, МПа; P_p – растягивающая осевая нагрузка, кН; F – площадь поперечного сечения труб (по телу), см².

В табл. 3.20 представлены результаты расчета по приведенным формулам минимально допустимых радиусов кривизны в скважинах диаметрами 124,0 и 143,9 мм при $m = 1$ для следующих элементов бурильной колонны (влияние моментов

Таблица 3.20

Минимально допустимые радиусы искривления 124,0-мм и 143,9-мм боковых стволов

Диаметр скважины, мм	Элемент бурильной колонны	$R_{\min}$, М
124,0	Д1-105	31,4
124,0	Д-108	27,7
143,9	Д1-127	41,2
124,0; 143,9	УБТ 104,8×50,3-Д	28,9
124,0; 143,9	УБТ 120,6×50,8 (120,6×63,5)-Д	33,3
124,0; 143,9	ТБПВ 73×9,19-Д	49,6
Примечание. Радиус изгиба бурильной колонны принят эквивалентным радиусу скважины.		

вращения колонны ротором, не превышающее $M_{кр} \leq 700 \pm 200$ Н·м для 124,0-мм скважин и $M_{кр} \leq 900 \pm 300$ Н·м для 143,9-мм, как относительно незначительное, не рассматривается):

винтовой двигатель Д1-105 ($d_T = 0,106$ м; $L_T = 3,77$ м; $\sigma_T = 320$ МПа), Д-108 ($d_T = 0,108$ м; $L_T = 3,0$ м), Д1-127 ($d_T = 0,127$ м; $L_T = 5,545$ м);

УБТ 104,8×50,3-Д ($\sigma_T = 380$ МПа) и УБТ 120,6×50,8 (или 120,6×63,5);

ТБПВ 73×9,19-Д ($\sigma_T = 380$ МПа; $d_3 = 0,1048$ м; $F = 18,42$ см²) при $P_p = 60$ кН; $n = 1,5$.

Полученные результаты минимально допустимых радиусов кривизны практически совпадают с наблюдаемыми при бурении боковых ответвлений стволов в Урало-Поволжье. При роторном бурении для труб ТБПВ 73×9,19 допустимые радиусы искривления будут незначительно выше приведенных в табл. 3.20.

3.6. ВЫБОР СХЕМЫ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЛОКАЛЬНОГО ИЛИ СПЛОШНОГО РАСШИРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Возрастающие объемы бурения боковых ответвлений стволов из ранее пробуренных скважин выдвигают и необходимость решения ряда новых задач. Среди них и рассматриваемые в работе условия обеспечения герметичности заколонного пространства всегда эксцентрично смещенной относительно оси наклонного или горизонтального участка ствола эксплуатационной колонны, что может потребовать сплошного (по всей длине колонны) или локального (по отдельным участкам) расширения ствола, ограничиваемого:

максимально допустимой величиной, при превышении которой цементный раствор на отдельных участках скважины не сможет вытеснить промывочную жидкость из наиболее узкого зазора между нижней стенкой ствола и нижней стенкой обсадной колонны;

минимальной величиной, лимитируемой предельно допустимым по тем или иным причинам гидравлическим сопротивлением заколонного пространства.

На основании проведенных исследований и анализа известных решений ниже представлены формулы для определения рациональных интервалов расширения бокового ствола скважины. Так, для проводки бокового ответвления из 215,9-мм

скважины, ранее обсаженной 146-мм обсадными трубами, используются долота диаметрами 120–124 мм. При наблюдаемой на промыслах достаточно большой длине ответвления для снижения гидравлических потерь в заколонном пространстве может возникнуть необходимость расширения ствола, например, с помощью расширителя РШ-116/137 конструкции Башнипинефти с самовыдвигающимися только при расширении или проработке скважины режущими элементами (при спуско-подъемных операциях диаметр расширителя составляет 116 мм). Полученный для этих условий с целью обеспечения герметичности заколонного пространства предельно допустимый диаметр расширения в зависимости от реологических свойств цементного и глинистого растворов не должен превышать 130–155 мм.

Исходя из номенклатуры освоенного промышленностью оборудования для заканчивания, исследования и освоения скважин рациональным для крепления боковых ответвлений стволов следует считать использование эксплуатационных колонн из разработанных ВНИИТнефтью 102-мм обсадных труб. Однако в скважинах, ранее обсаженных 146-мм эксплуатационными колоннами (большая часть действующего фонда), при использовании 102-мм труб возникает необходимость дополнительного расширения бокового ответвления ствола со 120–124 мм до какой-то величины, обеспечивающей предотвращение наблюдаемой на промыслах негерметичности заколонного пространства. Такое расширение может быть осуществлено с помощью раздвижных шарошечных или плашечных расширителей.

Выбор схемы расширения (по всей длине ствола, локальная – с созданием искусственных каверн или комбинация обеих схем) производится в зависимости от условий залегания продуктивного горизонта, проходимости и оснастки обсадной колонны, наличия возможных осложнений при заканчивании и последующей эксплуатации скважины и некоторых других факторов.

Поскольку вне зависимости от схемы расширения на наклонных и горизонтальных участках скважины колонна всегда “лежит” на нижней стенке ствола, для всех схем обязательна проверка минимально и максимально допустимых диаметров расширения ствола, при которых обеспечивается качественная изоляция заколонного пространства с учетом основных геологических факторов и используемого для цементирования скважины оборудования.

Очевидно, что максимальный диаметр расширения выбирают, исходя из условия полного заполнения заколонного прост-

ранства тампонажным раствором на отдельных участках скважины (для обеспечения изоляции, в первую очередь, продуктивного и водоохранного комплексов) с учетом имеющейся оснастки обсадной колонны и режима тампонажа скважины. Минимальный диаметр определяют, исходя из наибольшего допустимого гидравлического сопротивления заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны. Рассмотрим оба вопроса отдельно.

Выбор максимально допустимого диаметра расширения ствола. При эксцентричном размещении рассматриваемого участка, например в зоне продуктивного комплекса, эксплуатационной колонны на наклонной или горизонтальной части ствола полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором для вязкопластичных жидкостей (к которым относятся большая часть цементных и глинистых растворов) обеспечивается при какой-то минимальной скорости закачки жидкости в скважину (рис. 3.6 и [31]).

Действительно, для того чтобы исключить в процессе тампонажа скважины возникновение застойных зон, необходимо в наиболее узкой части эксцентричного кольцевого пространства обеспечить движение жидкости, превышая воздействием перепада давления p на единицу длины колонны величину динамического напряжения сдвига τ_0 тампонажного или глинистого раствора. В этом случае расход жидкости через элементарный сегмент с бесконечно малой длиной дуги $dl = R d\omega$ (см. рис. 3.6) эквивалентен какой-то величине

$$\Delta Q = \frac{Q_k dl}{2\pi R} = \frac{Q_k^*(\omega)}{2\pi} d\omega. \quad (3.21)$$

Подставляя в полученное выражение расход Q_k^* [32] через элементарный сегмент, интегрируя его по всему периметру кольцевого пространства и отбрасывая пренебрежимо малые слагаемые, после преобразований получим формулу для определения минимальной производительности цементировочных агрегатов, обеспечивающей течение тампонажного раствора через все сечение эксцентричного затрубного пространства, в виде [31]:

$$Q_k^{**} = \frac{\pi \pi_0}{8\eta} \left[\frac{-\delta^2 r}{6} + \left(\frac{10r}{6} - \frac{\delta}{6} \right) \delta \Delta - \left(\frac{8r}{3} - \frac{3\delta}{4} \right) \left(\Delta^2 + \frac{\epsilon^2}{2} \right) + \right. \\ \left. + \left(\frac{4r}{3\delta} - 1 \right) \Delta \left(\Delta^2 + \frac{3\epsilon^2}{2} \right) + \frac{\Delta^2}{3\delta} (\Delta^2 + 3\epsilon^2) - \frac{13\Delta^3}{72r\delta} \left(\Delta^2 + 5\epsilon^2 + \frac{15\epsilon^4}{8\Delta^2} \right) \right], \quad (3.22)$$

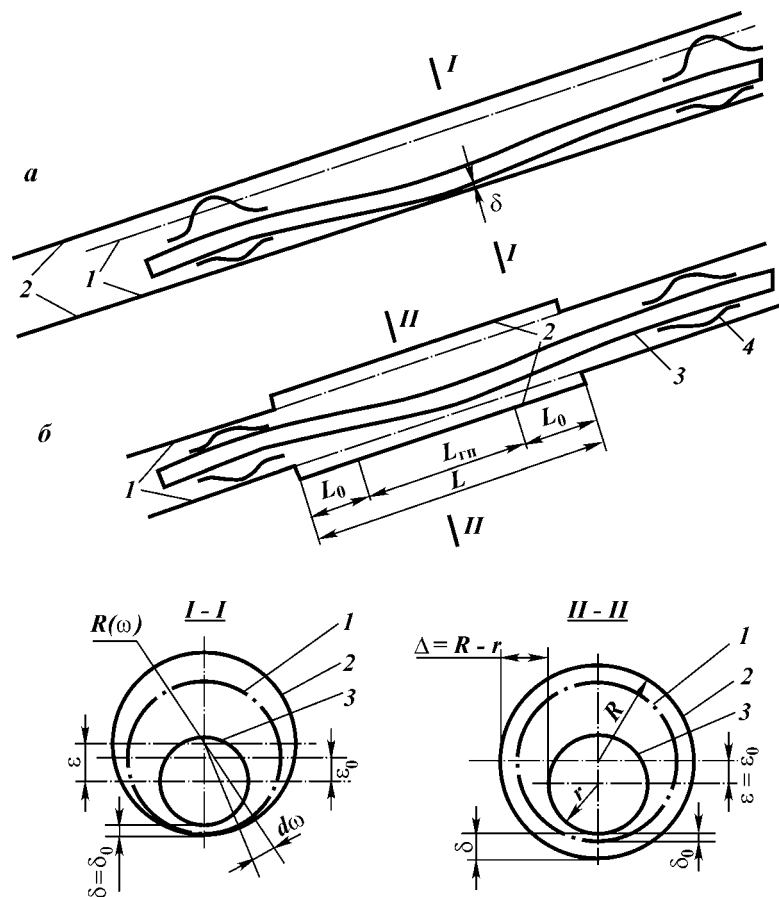


Рис. 3.6. Схема к выбору геометрических параметров расширения бокового ствола скважины:
 а – полностью расширенный ствол; б – участок локального расширения: 1 – начальный ствол скважины; 2 – расширенный ствол; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – центрирующий фонарь

где τ_0 , η – соответственно динамическое напряжение сдвига и вязкость тампонажного раствора или промывочной жидкости; ϵ – допустимый или фактический (определяемый в зависимости от центрирующей оснастки колонны в зоне продуктивного комплекса) эксцентриситет смещения обсадных труб на рассматриваемом участке скважины; R – радиус скважины; r – наружный радиус обсадных труб; $\delta = R - r - \epsilon$; $\Delta = R - r$.

Полученное решение в частном случае при эксцентриситете смещения $\epsilon = 0$ полностью совпадает с исходным [32] для определения расхода Q_k^* при структурном режиме течения вязкопластичных жидкостей в концентричном кольцевом пространстве.

На рис. 3.7 (верхняя часть) показано найденное по формуле (3.22) влияние диаметра скважины на требуемый минимальный расход жидкости, обеспечивающий течение некоторых видов цементных и глинистых растворов по всему периметру сечения эксцентричного кольцевого пространства. Полученная графическая зависимость позволяет легко определить диаметр расширения ствола скважины для колонны 102-мм обсадных труб при условии, когда эксцентриситет смещения колонны относительно оси скважины согласно нормативным ма-

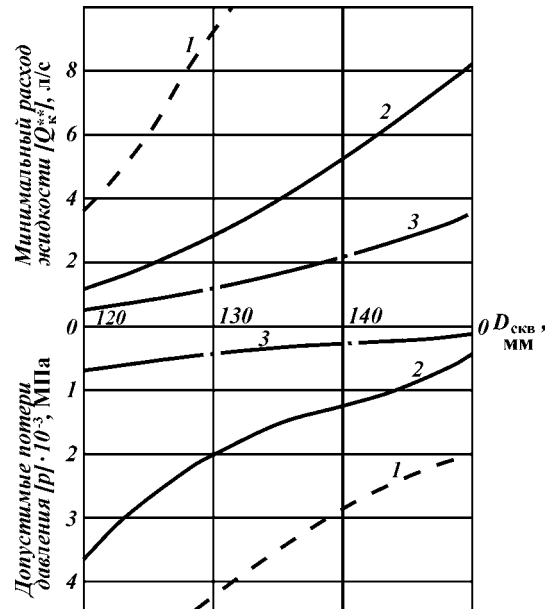


Рис. 3.7. Влияние допустимых потерь давления $[\Delta p]$ в кольцевом пространстве и минимально требуемого расхода жидкости $[Q_k^*]$ на выбор диаметра расширения ствола скважины:

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3
Раствор	Цементный	Глинистый	
τ_0 , Па.....	21	10	1,9
η , Па·с	0,014	0,02	0,009

териалам ВНИИКРнефти (разработанным в свое время для вертикальных скважин) не превышает $1/4$ разности диаметров скважины и наружного труб. Из рис. 3.7 очевидно, что на качество изоляции заколонного пространства в первую очередь влияет соотношение τ_0/η цементного раствора, а не непосредственно его реологические параметры. Анализ полученного решения наглядно подтверждает недопустимость использования в отличие от распространенных нормативных материалов фиксированного значения эксцентриситета смещения на различных участках стволов наклонных и горизонтальных скважин. Доминирующее влияние соотношения τ_0/η показывает, что полнота замещения промывочной жидкости тампонажным раствором существенно, вплоть до многократного варьирования, зависит от химической обработки цементных растворов, например, сульфит-спиртовой бардой и ее производными.

С повышением плотности условия замещения глинистого раствора тампонажным улучшаются, например, по сравнению с химической обработкой, в кратно меньшей мере, что не всегда учитывается технологами.

Рядом исследователей процесс замещения одной жидкости другой разделяется на две фазы [33]:

- 1) вытеснения, наступающую с момента начала течения жидкости до появления границы раздела в кольцевом сечении;
- 2) вымывания, которая начинается сразу же за фазой вытеснения и заканчивается полным освобождением канала от вытесняемой жидкости.

Но при неполном вытеснении жидкости всегда остаются условия для возникновения заколонных микроперетоков, которые в процессе последующей эксплуатации скважины неизбежно переходят в макроперетоки с сопутствующими отрицательными результатами. К сожалению, можно отметить, что несмотря на обширность проведенных в рассматриваемой области исследований до настоящего времени отсутствуют выводы о том, какими должны быть параметры промывочных и буферных жидкостей и режимы закачивания цементных растворов, улучшающих вытеснение [33].

В целом из анализа приведенных результатов видно, что наилучшие условия замещения промывочной жидкости в эксцентричном кольцевом пространстве обеспечиваются тампонажными растворами с минимальной величиной соотношения τ_0/η . Значительный разброс этих реологических параметров у различных исследователей объясняется разными условиями затворения растворов и используемой аппаратурой, зависимостью реологических свойств от водоцементного отношения, ми-

нералогического состава, тонкости помола цементного клинкера, давления, температуры, состава и концентрации химических реагентов и др. Намного меньше на эти свойства влияет плотность вытесняющего и вытесняемого растворов.

При ориентировании на допускаемую существующими нормативными материалами фиксированную величину эксцентриситета смещения полное замещение может оказаться невозможным. В ряде случаев удовлетворительное замещение может быть обеспечено при одинаковых реологических свойствах растворов путем увеличения подачи жидкости в скважину, например за счет применения большего количества цементировочных агрегатов.

Поскольку со снижением длины эксцентричного участка проще устраняется застойная зона, необходимо большее внимание уделять и устранению возможного влияния желобообразования. В частности, если обсадная колонна перекрывает вход или выход из желоба, то заполнение его тампонажным раствором будет затруднено. К сожалению, тщательному формированию ствола в виде правильного цилиндра до настоящего времени не уделяется необходимого внимания из-за сопутствующего удорожания стоимости бурения. Не меньшее влияние на формирование застойных зон оказывает локальное искривление ствола в виде винтовой спирали. В этих условиях наилучшее качество цементирования обеспечивается сочетанием качественной промывки скважины перед цементированием с тщательным подбором буферной жидкости, химической обработкой глинистого и тампонажного растворов и увеличением расхода жидкости, закачиваемой в скважину, путем дополнительного специального управления работой цементировочных агрегатов в отдельные моменты процесса тампонирувания.

Выбор минимально допустимого диаметра расширения ствола. Минимально допустимый диаметр расширения ствола скважины для эксцентричного кольцевого пространства можно определить, исходя из максимально допустимой для данного разреза скважины величины гидравлического сопротивления $[\Delta p]$ между стенками ствола и рассматриваемого участка колонны обсадных труб, например по приближенной формуле Гродде [34]:

$$[\Delta p] = \frac{12\eta v_m}{(R-r)^2(1+3e^2/2)} + \frac{3\tau_0}{(R-r)(1+e)}, \quad (3.23)$$

где $v_m = Q/F$ – средняя скорость течения жидкости в кольцевом пространстве с площадью поперечного сечения F ; $e = \varepsilon/(R-r)$.

Результаты расчетов для скважин различных диаметров и 102-мм эксплуатационной колонны, найденные по формуле (3.23) без учета влияния муфтовых соединений, представлены на рис. 3.7 (нижняя часть).

Из сопоставления графических зависимостей верхней и нижней частей рис. 3.7 следует, что определяющую роль в выборе диаметров расширения ствола для боковых ответвлений стволов со 102-мм эксплуатационными колоннами играют не гидравлические сопротивления заколонного пространства, а условия его качественной герметизации. Именно это условие и должно предопределять выбор диаметра расширения, исходя из максимально допустимой его величины.

Выбор схемы расширения. Перейдем теперь к выбору схемы расширения. Очевидно, что сплошное расширение (см. рис. 3.6, *а*) обеспечивает повышение проходимости колонны и снижение гидравлического сопротивления за колонной, но в то же время может вызвать нарушение герметичности кольцевого пространства. Действительно, при ее использовании снижается гидравлическое сопротивление у верхней стенки скважины, а у нижней – остается почти неизменным. В этом случае для вытеснения промывочной жидкости по всему периметру заколонного пространства необходимо увеличение расхода закачиваемого в скважину цементного раствора. Максимально допустимое расширение ствола определяется из формулы (3.22).

В случае же локального расширения (см. рис. 3.6, *б*) герметичность заколонного пространства, наоборот, улучшается. Диаметр локального расширения находят из формулы (3.22), а длину – из выражения

$$L_k = 2L_0 + L_{гп}, \quad (3.24)$$

где L_0 – длина участка неустановившегося и неравномерного по периметру сечения потока течения жидкости, определяемая экспериментальным путем или в первом приближении по аналогии с внезапным расширением или сужением потока, принимаемая равной $L_0 = 0,5 + 1,4$ м; $L_{гп}$ – длина зоны течения потока по всему периметру, на которой обеспечивается герметичность заколонного пространства.

В соответствии с исследованиями З.Ш. Ахмадишина [35, с. 12] эта длина может быть определена исходя из условия

$$L_{гп} \geq \frac{\Delta p_{зп}}{2 \text{ МПа/м}}, \quad (3.25)$$

где $\Delta p_{зп}$ – перепад давления между пластами.

В случае невозможности по горно-геологическим условиям

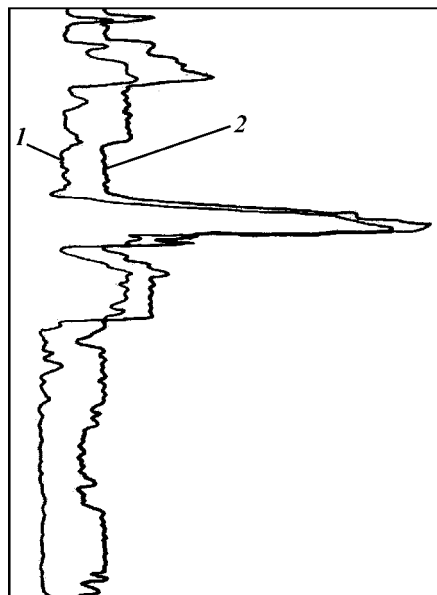


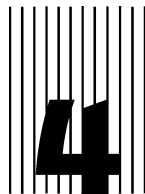
Рис. 3.38. Совмещенная (до и после локального расширения) кавернометрия скв. 1519 С Туймазинской площади (над кровлей и под подошвой продуктивного пласта):
1, 2 – номинальный и расширенный ствол соответственно

соблюдения условия (3.25) вместо центрирующего фанаря по одному из краев зоны локального расширения (см. рис. 3.6, б) целесообразна установка герметизирующего пакера [24]. Кроме того, чем ближе фанари к зоне локального расширения, тем меньше эксцентricность смещения колонны относительно оси скважины и, следовательно, выше качество герметизации заколонного пространства.

При необходимости дополнительного снижения гидравлического сопротивления заколонного пространства используется комбинация сплошного и локального расширения ствола.

В соответствии с результатами проведенного анализа в Башнипинефти разработаны конструкции КНБК для расширения и проработки ствола расширителем РШ-116/137, выбор которых для каждой конкретной группы скважин должен осуществляться индивидуально с последующей увязкой с технологическим режимом расширения или проработки ствола.

Результаты локального расширения ствола над продуктивным горизонтом и под ним в целях повышения качества изоляции продуктивного коллектора представлены на совмещенной (до и после локального расширения) кавернограмме скв. 1519 С Туймазинской площади в Башкирии (рис. 3.8).



4 АИЕЕ ÇÕ Ö ÊÄËÍÇÉ ÊÕ

НА ПОЛИГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

Вопросы качественного вскрытия нефтенасыщенных продуктивных пластов приобретают особое значение при бурении боковых стволов и горизонтальных скважин. На рассматриваемый период времени крупные месторождения выработаны, и бурение ведется главным образом на месторождениях, которые находятся на заключительной стадии разработки, а также на структурах, представленных в основном малодебитными, низкопроницаемыми коллекторами.

Основным отрицательным фактором, значительно ухудшающим продуктивность нефтяных скважин, является контакт бурового раствора с продуктивным пластом во время его бурения. При этом происходит кольматация пристволенной части пласта твердой фазой бурового раствора; проницаемая зона блокируется фильтратом бурового раствора; происходит физико-химическое взаимодействие фильтрата как с пластовыми жидкостями, так и с породами пласта и т.д. Поэтому решение вопроса выбора рецептуры бурового раствора, обеспечивающего минимальное негативное воздействие на пласт, весьма актуально.

Основой современных представлений о воздействии буровых растворов на призабойную зону продуктивных пластов явились фундаментальные работы П.А. Ребиндера, Б.В. Дерягина, М.М. Кусакова, Ф.И. Котяхова, Г.А. Бабаляна, Д. Амикоса, М. Маскета, С. Пирсона в области молекулярно-поверхностных явлений и физики пласта, а также исследования Р.И. Щищенко, В.С. Баранова, Э.Г. Кистера, У.Д. Мамаджанова, С.К. Фергюссона, М. Вильямса, Р. Крюгера, Е.Е. Глен-

на и других исследователей, посвященные фильтрационным и глинизирующим свойствам буровых растворов и многофазных систем.

Традиционные глинистые растворы во многих случаях практически непригодны для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.

Сегодня весь объем скважин бурится в Башкортостане с использованием водных растворов, и основные направления их модифицирования связаны с приближением свойств водных фильтратов к неводным:

во-первых, ингибирование минеральными и органическими добавками, позволяющими замедлить гидратационные процессы;

во-вторых, использование смазочных добавок, снижающих внутрискважинные сопротивления, что особенно важно при бурении БС;

в-третьих, придание растворам псевдопластических реологических характеристик, обеспечивающих как эффективный транспорт шлама и качественную очистку ствола, так и снятие избыточных гидравлических сопротивлений.

В работе [35] приведен подробный анализ применения буровых растворов на полигликолевой основе.

4.1. $\hat{i} \hat{a} \acute{a} \hat{a} \acute{e} - \hat{i} \hat{a} \hat{a} \acute{o} \ddot{O} \hat{e} \hat{a} \hat{O} \hat{i} \ddot{A} \hat{a} \acute{i} \acute{e} \hat{e} \hat{o},$
 $\mathcal{C} \hat{o} \acute{a} \hat{o} \mathcal{C} \hat{A} \hat{u} \hat{o} \hat{a} \hat{O} \hat{e} \hat{A} \hat{a} \mathcal{C} \hat{a} \acute{i} \hat{a} \hat{O} \acute{e} \hat{e} \hat{a} \acute{e} \hat{U} \mathcal{C} \hat{O} \mathcal{C} \hat{a} \hat{a}$
 $\hat{a} \hat{A} \hat{e} \hat{u} \acute{a} \mathcal{C} \hat{O} \mathcal{C} \hat{a} \hat{O} \hat{e} \hat{e} \hat{N} \hat{i} \hat{a} \hat{a} \hat{T} \hat{N} \hat{B} \mathcal{C} \hat{o} \hat{i} \acute{e} \acute{i} \hat{a} \acute{e} \hat{U} \hat{O} \mathcal{C} \hat{a} \hat{a}$
 $\hat{e} \hat{e} \hat{a} \hat{a} \hat{A} \hat{a} \mathcal{C} \acute{o} \hat{a} \mathcal{C} \hat{A} \mathcal{C} \hat{a} \hat{a} \hat{e} \hat{a} \mathcal{C} \hat{A} \hat{U} \hat{a} \mathcal{C}$

4.1.1. $\hat{A} \mathcal{C} \hat{A} \hat{a} \hat{a} \acute{a} \hat{i} \hat{A} \hat{a} \acute{i} \acute{e} \hat{e} \hat{e} \mathcal{C}, \mathcal{C} \hat{a} \hat{a} \hat{u} \hat{u} \hat{o} \hat{a} \hat{i} \mathcal{C} \hat{A} \hat{a} \hat{A} \hat{i} \hat{e} \hat{u} \acute{a} \mathcal{C} \hat{O} \mathcal{C} \hat{a} \hat{O}$
 $\hat{e} \hat{e} \hat{e} \hat{N} \hat{i} \hat{a} \acute{i} \hat{a} \mathcal{C} \mathcal{C} \hat{o} \hat{i} \hat{e} \hat{a} \hat{A} \hat{e} \acute{i} \acute{e} \mathcal{C}$

Ухудшение коллеторских свойств пласта, как известно, происходит в результате проникновения фильтратов и твердой фазы буровых растворов в призабойную и удаленную зоны и необратимых процессов (физических, физико-химических, химических, барометрических и т.д.) взаимодействия их с пластовыми флюидами. Это приводит к снижению фильтрационных характеристик коллекторов нефти и газа вследствие коагуляции порового пространства твердой фазой полидисперсных систем, закупорки набухающими глинистыми частицами и продуктами химического взаимодействия фильтратов буровых растворов с пластовыми флюидами и проницаемой средой, блокирования водонефтяной эмульсией. Таким образом,

эффективность вскрытия продуктивных отложений зависит от следующих факторов:

- геолого-физических характеристик залежи;
- физико-химических свойств пластовых флюидов;
- характеристик и показателей применяемой технологии работ на всех этапах заканчивания скважин;
- свойств буровых, тампонажных и специальных растворов;
- величин и пределов изменения забойных дифференциальных давлений по стволу скважины при бурении и цементировании обсадной колонны;
- степени гидравлической связи пластов и ствола скважины;
- нестационарности гидравлических процессов.

В связи с этим применяемые и разрабатываемые технологии предназначены для снижения или исключения отрицательного влияния основных факторов на коллекторские свойства нефтегазовых пластов и сохранения потенциальной продуктивности скважин.

Факторы, влияющие на снижение проницаемости призабойной зоны, рассмотрены Ф.А. Требиным, К.Ф. Жигачем, Ф.И. Котяховым, В.А. Амьяном, Г.А. Бабаляном, Л.В. Лютиным, И.И. Кравченко, Л.К. Мухиным, К.Ф. Паусом, Г.Т. Овнатовым, И.Г. Шевалдиным, Н.М. Касьяновым, Б.В. Касперским, В.И. Токуновым, Н.Р. Рабиновичем, А.И. Пеньковым, В.И. Яненко и др.

Одним из основных параметров, приводящих к осложнениям и отрицательным последствиям при вскрытии продуктивных отложений, является дифференциальное давление, действующее на ствол и призабойную зону скважины. Однако известные методы регулирования дифференциальных давлений в скважине имеют весьма ограниченную область эффективного применения.

При наличии избыточной репрессии на продуктивные пласты резко возрастает негативная роль фильтрации различных флюидов и проникновения твердых частиц, колюматизирующих проницаемый коллектор. Указанное усугубляется при значительных колебаниях давления на стенки скважины в процессе спускоподъемных операций. Интенсивность колебаний гидродинамического давления возрастает с увеличением глубины скважины, скорости спуска или подъема буровой колонны, вязкости и статического напряжения сдвига бурового раствора, а также с уменьшением зазора между стенкой скважины и буровой колонной.

Отрицательное воздействие проникшей в пласт воды может проявляться многообразно:

вызывает набухание глинистых частиц, содержащихся в пласте коллектора, вследствие чего резко снижается проницаемость призабойной зоны;

образует водонефтяные эмульсии, которые в ряде случаев существенно снижают проницаемость призабойной зоны;

удерживается в пористой среде капиллярными силами и частичное вытеснение ее из поровых каналов может происходить лишь при значительных перепадах давления, что затрудняет продвижение нефти к забою скважины, особенно при низкопроницаемых коллекторах;

при взаимодействии фильтрата бурового раствора с высокоминерализованной водой могут образовываться нерастворимые осадки в порах коллектора.

В зависимости от физико-химической природы пористой среды, содержания поверхностно-активных веществ в нефти и фильтрате, наличия или отсутствия набухающих глин, характера репрессии на пласт и других причин ухудшение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлено влиянием всех перечисленных выше факторов одновременно или некоторых из них.

Значительная глинистость пород, слагающих продуктивный пласт, требует особого подхода к его вскрытию. Проникновение фильтрата в призабойную зону вызывает набухание глин, что ведет к снижению диаметра поровых каналов или даже к частичной их закупорке вследствие диспергирования и перемещения глин потоком жидкости.

Для предотвращения набухания глинистых пород наиболее часто используются так называемые ингибированные буровые растворы, т.е. растворы с добавками чаще всего минеральных солей (хлористого калия, алюмокалиевых квасцов, хлористого кальция, извести и т.п.).

Для наиболее эффективных с точки зрения ингибирования глин растворов, содержащих до 5 % KCl, требуется, в свою очередь, специальная обработка полимерами, приведение к минимуму глинистого коллоидного компонента в них для регулирования и оптимизации фильтрационных и реологических характеристик.

Весьма неоднозначное влияние на фильтрат бурового раствора оказывают химические реагенты, применяемые для стабилизации свойств этих растворов. Так, водные растворы большинства известных химических реагентов снижают проницаемость продуктивной породы значительно больше, чем техническая вода. При этом механизмы такого снижения проницаемости могут быть абсолютно различными – от увеличе-

Наличие в нефти асфальтосмолистых веществ, которые являются эмульгаторами, часто способствует образованию “бронирующих” эмульсий, закупоривающих поры и каналы коллектора и препятствующих продвижению нефти к забою скважины. Многие авторы рекомендуют добавки ПАВ, препятствующих образованию таких эмульсий, однако систематические исследования по этому вопросу в публикациях практически отсутствуют.

Принято считать, что качество вскрытия пласта и освоения скважины характеризуется степенью изменения гидропроводности призабойной зоны и количественно выражается отношением фактической продуктивности (гидропроводности) пласта к его потенциально возможной продуктивности (гидропроводности) – показатель ОП.

Нефтенасыщенные коллекторы на месторождениях Западной Сибири представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами; их проницаемость изменяется от 0,003 до 0,8 мкм². В Урало-Поволжье, в частности в Башкортостане, нефтенасыщенные коллекторы представлены в основном карбонатными породами (известняками, доломитами), участками глинистыми, с включениями песчаников, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Проницаемость их варьируется от 0,001 до 1–2 мкм² [37]. Вскрытие продуктивных пластов производится с применением глинистых растворов, обрабатываемых комбинациями химических реагентов: КМЦ, акрилаты, ГКЖ, НТФ (Западная Сибирь); КМЦ, крахмал, ПАЦ, КССБ, УЩР (Башкортостан). Среднее время воздействия раствора на пласт составляет в Западной Сибири 50–60 ч при репрессии 3–5 МПа, в Башкортостане от 30 до 120 ч при репрессии 3–8 МПа. Данные гео-

физических исследований показывают, что отношение работающих интервалов к перфорированным не превышает 30–40 %, а среднее значение глубины проникновения фильтрата бурового раствора составляет 3–4 диаметра скважин [38, 39].

Статическая оценка по данным гидродинамических исследований скважин на месторождениях Коми, Белоруссии, Украины и Поволжья показала, что среднее значение ОП = 0,5.

Основное влияние на продуктивность скважины оказывает первичное вскрытие. Так, по результатам исследований скважин на месторождениях Самарской области, где продуктивные горизонты представлены двумя основными пластами карбонатного и терригенного типов, установлено, что для пласта, представленного трещиновато-поровыми ограниченно-обломочными известняками, глубина залегания которого 1200–2000 м, показатель ОП изменяется от 0,45 до 1,00 с ростом потенциальной гидропроводности от 10 до 120 м/(сут·МПа) и более.

Известны и другие критерии оценки степени загрязнения продуктивного пласта. Например, в работе [40] использовать показатель ОП не рекомендуется, как не учитывающий интегрального эффекта от действия технологий бурения, крепления, вторичного вскрытия и освоения. Вместо этого показателя предлагается увеличить объем информации об исследуемом объекте, т.е. наряду с гидродинамическими исследованиями необходимо проводить геолого-технологические исследования, анализ керна и шлама, промыслово-геофизические исследования и т.д.

Рядом авторов [41, 42] установлено влияние некоторых технологических факторов, в частности репрессии и времени воздействия на пласты с различной проницаемостью.

Качество вскрытия продуктивного объекта в зависимости от используемого раствора оценено И.Н. Гайворонским и А.А. Мордвиновым по данным гидродинамических исследований Возейского месторождения для глинистого (ОП = 0,7) и РУО (ОП = 1) и В.Ф. Калининым для глинистого (ОП = 0,46) и соляно-кислого (ОП = 0,80) растворов. По методике ВНИИКРнефти буровые растворы были классифицированы по коэффициенту восстановления проницаемости β [43]. Аналогичные характеристики изучались и другими исследователями [38, 44]. При этом сохранение естественных свойств коллектора оценивалось как по коэффициенту β , так и по изменению плотности скелета породы и структуры порового пространства. Очевидно, буровой раствор, который в лабораторных условиях оказал наименьшее влияние на проницаемость керна, будет сохранять это свойство и по отношению к пласту.

В настоящее время нет достаточного количества данных геофизических и гидродинамических исследований, проведенных параллельно, чтобы с достаточной для количественных прогнозов степенью достоверности установить связь ОП с данными ГИС [45].

Наиболее объективную информацию о качестве вскрытия пласта можно получить лишь по данным комплексных лабораторных и промысловых исследований. Принимая за аксиому необходимость сохранения естественной проницаемости продуктивной зоны, можно вести изучение влияния разрабатываемых технологий на состояние керна, причем использовать как естественные керны [46], так и искусственные [43]. Исследования сохранения проницаемости кернов проводят в основном с целью подбора оптимального состава бурового раствора для первичного вскрытия.

Методы оценки восстановления проницаемости кернов недостаточно корректны, поскольку не имитируют в полной мере состояние коллектора; в то же время прямые геофизические исследования позволяют только косвенно оценить качество вскрытия продуктивной зоны. Однако сочетание исследований восстановления проницаемости, смачивающих свойств фильтратов и прямые замеры удельного электрического сопротивления нефтенасыщенных коллекторов позволяют с достаточной достоверностью оценить качество вскрытия продуктивного пласта.

4.1.3. **Исследования влияния бурового раствора на проницаемость керна**

В последние годы, как уже было показано, одним из приоритетных направлений научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей отрасли по интенсификации эксплуатации нефтегазовых месторождений, в том числе на поздней стадии разработки, считаются технологии, основанные на горизонтальном бурении. Однако если за рубежом более 80 % скважин оправдывают ожидания, то в России 54 % пробуренных горизонтальных скважин дают кратковременный эффект либо вообще не дают положительного результата. Низкая продуктивность, а также многие осложнения, возникающие при бурении ГС, так или иначе связаны с применяемым буровым раствором. Плохая очистка скважины, избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию бурильной колонны, зашламление ствола, прихваты бурильного инструмента, нарушение устойчивости стенок скважины, потеря циркуляции, кольматация

приствольной зоны, осложнения при спуске каротажных снарядов и другие проблемы, как правило, являются следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения.

Те же недостатки возникают и при бурении боковых стволов.

С увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиент гидроразрыва пласта уменьшается. Эти выводы подтверждаются промысловыми данными на нескольких площадях [46, 47].

Изучение опыта бурения сильно искривленных скважин в Мексиканском заливе и Северном море подтвердило важность правильного выбора бурового раствора. При бурении интервалов в аналогичных условиях с вертикальными скважинами осложнения, связанные с зашламлением и очисткой ствола, крутящим моментом, сопротивлением вращению бурильной колонны и прихватами, носили более серьезный характер, если плотность раствора была ниже $1,62 \text{ г/см}^3$. С увеличением плотности раствора ситуация улучшилась.

На качество очистки ствола скважины от шлама большое влияние оказывают вязкость, прочность геля, режим промывки, скорость движения раствора по затрубному пространству и его плотность. Как правило, при увеличении плотности раствора и скорости его потока в затрубном пространстве повышается качество очистки скважины во всех типах скважин.

Однако в сильно искривленных скважинах вязкость, прочность геля и режим промывки имеют особое значение, потому что частицы выбуренной породы в таких скважинах могут осаждаться намного быстрее, чем в вертикальных за счет эффекта Бойкотта [48–50]. Увеличение скорости осаждения вследствие бойкоттовского осаждения наиболее заметно при углах наклона скважины от 40 до 50° ; в этом же диапазоне происходит наиболее интенсивное скольжение шлама. Со сползанием шлама результирующий градиент плотности раствора по поперечному сечению вызывает нарушение равновесия давлений, что приводит к образованию конвекционных потоков жидкости, выталкивающих более легкую жидкость вверх и способствующих движению шлама вниз, тем самым ускоряя осаждение шлама. Во многих случаях циркуляция раствора усиливает эффект Бойкотта [50]. В результате шлам осаждается намного быстрее в динамических условиях. Увеличение скорости циркуляции, вязкости и прочности геля можно снизить, но не устранить усиленное динамическими условиями осаждение Бойкотта.

Интервал набора кривизны многих горизонтальных сква-

жин и боковых стволов содержит глинистые сланцы. Нарушение конфигурации ствола скважины в этом интервале вследствие набухания сланцев и образования желобов создает боковые нагрузки на бурильную колонну и приводит к возникновению прихватов [46, 51]. Кавернозность ствола скважины в этом интервале затрудняет вынос шлама, скапливающегося в “мертвых зонах” и способствующего прихватам инструмента [52].

По сравнению с аналогичной вертикальной скважиной устойчивость стенок скважины может нарушаться по мере приближения угла наклона к горизонтали. Изменение направления пластового давления относительно ствола скважины повышает вероятность того, что может потребоваться увеличение плотности бурового раствора в целях сохранения устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми сланцами [53, 54]. Рекомендуются некоторыми авторами турбулентный режим промывки в затрубном пространстве [55] может усугубить проблему устойчивости стенок скважины [56]. Некоторые породы разрушаются при турбулентном режиме промывки. В результате изменения конфигурации ствола поток раствора приобретает ламинарный характер движения, что затрудняет вынос шлама из затрубного пространства и может привести к прихвату бурильной колонны.

Так как ГС и БС часто бурят в пластах с низкими пластовыми давлениями, при больших углах вскрытия этих пластов вероятность прихвата за счет дифференциального давления возрастает, поскольку часто для придания устойчивости стенкам скважин приходится повышать плотность бурового раствора. Естественно, что в таких условиях стараются минимизировать фильтрацию и содержание шлама в растворе. Это тем более важно, что фильтрат и мелкие частицы твердой фазы нарушают эксплуатационные качества продуктивного пласта.

Поскольку время контакта бурового раствора с легкопроницаемыми породами в ГС значительно превышает такое же время при бурении вертикальной скважины, для предупреждения осложнений необходимо предъявлять к раствору более жесткие требования и к фильтрации и репрессии на пласт, и к содержанию твердой фазы.

В горизонтальной скважине очень высока сила давления бурильной колонны на стенки скважины. Это давление, а также повышенное трение между стенкой скважины и колонной приводят к увеличению крутящего момента и аксиального трения, максимальные значения которых отмечаются в интервале набора кривизны, под действием высоких боковых нагрузок

стабилизаторов. В этих случаях эффективным может быть введение твердой смазочной добавки.

Кроме того, одной из важных проблем бурения ГС является невозможность углубления скважины вследствие зависания долота и бурильного инструмента.

Неравномерность создания нагрузки из-за зависания бурильного инструмента и долота, скопление шлама, обуславливающее образование уступов и дюн, большие значения крутящего момента и аксиального трения – все эти отрицательные явления так или иначе связаны с низкими смазочными свойствами бурового раствора.

Не менее важное требование к буровому раствору – регулирование фильтрации, величина которой определяется проницаемостью пород, дифференциальным давлением, а также минералогическим составом разбуриваемых пород. Минимизация фильтрации способствует предотвращению прихватов [57], что особенно важно в сильно искривленном и горизонтальном стволе.

Есть достаточные основания предполагать, что тонкая и упругая фильтрационная корка может способствовать увеличению градиента гидроразрыва в проницаемых зонах. И, наконец, с учетом того, что цель бурения ГС заключается в росте темпа добычи нефти, регулирование водоотдачи для уменьшения степени нарушения эксплуатационных качеств пласта приобретает важное значение, особенно при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Нарушение эксплуатационных качеств пласта может быть следствием химического и физического воздействий. Проницаемость пород резко снижается при поглощении больших объемов несовместимого с химическим составом пласта флюида.

Набухание некоторых минералов, входящих в скелет коллектора, уменьшает проницаемость продуктивного пласта. Теоретически необходимое количество ингибитора может быть подсчитано и отрегулировано при выборе рецептуры бурового раствора [47, 56, 57].

4.1.4. $\bar{e} \bar{i} \bar{o} \bar{O} \bar{e} \bar{i} \bar{C} \bar{i} \bar{u} \bar{o} \bar{a} \bar{O} \bar{a} \bar{O} \bar{i} \bar{e} \bar{N} \bar{o} \bar{e} \bar{e} \bar{i} \bar{e} \bar{A} \bar{C} \bar{O} \bar{C} \bar{a} \bar{u} \bar{e} \bar{e} \bar{e} \bar{C} \bar{a} \bar{n} \bar{A} \bar{O} \bar{a} \bar{e} \bar{e} \bar{i} \bar{a} \bar{e} \bar{e} \bar{N} \bar{i} \bar{a} \bar{i} \bar{a} \bar{C} \bar{C} \bar{o} \bar{i} \bar{e} \bar{a} \bar{A} \bar{e} \bar{i} \bar{e} \bar{C} \bar{a} \bar{a} \bar{i} \bar{C} \bar{O} \bar{N} \bar{e} \bar{e} \bar{i} \bar{A} \bar{i} \bar{a} \bar{a}$

Основная задача в области заканчивания скважин – использование буровых растворов, обеспечивающих максимальную сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта.

Ни одна система бурового раствора не является идеальной для вскрытия продуктивных отложений. Выбор раствора для

заканчивания обычной скважины аналогичен выбору раствора для сильно искривленной либо для горизонтальной скважины.

Прежде всего учитываются наличие зон, осложненных включениями глинистых пород, стоимость реагентов, природоохранные требования, а также температура на забое. Помимо этого раствор должен быть легко модифицируемым, чтобы избежать осложнений, связанных с другими технологическими операциями.

Основным типом бурового раствора, применяемым в мировой практике заканчивания скважин, в том числе с горизонтальным участком ствола, являются традиционные глинистые растворы, модифицированные в зависимости от условий бурения добавками минеральных солей, полимеров или ПАВ [49–52, 58–61].

Однако известные недостатки глинистых растворов, такие, например, как избыток коллоидной фазы, кольятация коллектора мелкими частицами, сложность регулирования реологических характеристик, сформировали мнение о целесообразности применения растворов на углеводородной основе (РУО), которые способствуют максимальному сохранению естественной проницаемости коллектора. В то же время особенностями заканчивания скважин с применением РУО являются их высокая стоимость и трудоемкость, отсутствие необходимого количества материалов и централизованных установок для их приготовления, а также повышенная пожароопасность и, наконец, необходимость специальных мероприятий, обеспечивающих охрану окружающей среды от загрязнения этими растворами (утилизация, замкнутый цикл циркуляции, хранение материалов для РУО и замещенного раствора и т.д.).

При бурении скважин с промывкой РУО на Техасском шельфе Мексиканского залива из-за некачественной очистки сильно искривленного ствола отмечались значительные осложнения [62, 63]. Очевидные причины – потеря структурно-механических свойств этих растворов под действием высоких температур и их низкая тиксотропность. В целях исключения ряда недостатков РУО (в частности, пожароопасности), легкости приготовления и снижения стоимости используют инвертные эмульсии на основе РУО с высоким содержанием воды [64–66]. Основным требованием, предъявляемым к такого рода эмульсиям, является их устойчивость против обращения фаз. Применяемые в настоящее время высококонцентрированные инвертные эмульсионные растворы (ВИЭР), разработанные ВНИИБТ, обладают низкой агрегативной устойчивостью, и применение такого ряда систем практически невозможно при

наличии в геологическом разрезе водопоглощающих либо водопроявляющих пластов [67]. Требования к применению РУО все время повышаются, особенно с точки зрения экологии. Ряд фирм активно разрабатывает неводные синтетические системы растворов, биоразлагаемые в условиях суши и моря. В качестве углеводородной фазы в этом случае используются синтетические продукты, получаемые из нефти либо из растительного сырья. Сохраняя все преимущества систем РУО, они могут сбрасываться в море без ущерба для морской фауны.

В настоящее время за рубежом широкое применение получили “чистые” (не содержащие твердой фазы) растворы [68–70]. Основным преимуществом “чистых” буровых растворов по сравнению с обычными глинистыми является возможность увеличения их плотности без соответствующего повышения концентрации твердой фазы. В качестве таких промывочных жидкостей используют водные растворы солей хлорида кальция, хлорида цинка, бромиды кальция. Однако отмечено [71, 72], что растворы, не содержащие твердой фазы при фильтрации загрязняют призабойную зону пласта (ПЗП) различными солями и механическими примесями, находящимися в наземном оборудовании и скважине, и вызывают снижение естественной проницаемости пород. Значительные осложнения возникают из-за выпадения солей в осадок, а кроме того, отмечаются коррозионные повреждения труб и бурового оборудования. Во многих случаях для минимизации загрязнения горизонтального ствола различные фирмы предлагают рассолы с коагулирующей твердой фазой в виде гранулированных водно-кислоторастворимых солей, стабилизированных полимерами. В качестве полимерной основы используют обычные полисахариды или частично подшитые либо биополимерные загустители, а также высоковязкие полианионные целлюлозы или оксиэтилированные эфиры целлюлозы. Выпускаются также готовые компаунды у нас в стране, например ПС-2, ПС-5, разработанные ВНИИКРнефтью и ЗАО “Полицелл”. Такие системы используются не только при бурении, но и при ремонте, глушении, консервации скважин, поскольку обладают кроме тиксотропных свойств еще и уникальными фильтрационными характеристиками, образуя практически нефилтрующие в пласт системы растворов. Достаточно сложной представляется в этих условиях именно очистка раствора, так как удаление избытка соли на очистных устройствах требует дополнительного ее ввода в циркуляционную систему, что дорого и нетехнологично.

Наконец, наиболее перспективные и теоретически наиболее

полно отвечающие требованиям промывки скважин – системы растворов, стабилизированные биополимерами или гидрогелями полимеров. Буровые промывочные жидкости на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами. Это обстоятельство обеспечивает энергетически выгодные условия разрушения породы долотом и выноса шлама из-под его зубцов, поскольку создается турбулентный режим вымывания частиц и высокая “мгновенная” фильтрация, способствующие эффективному разрушению породы [57, 73]. Буровой раствор на основе биополимеров характеризуется естественной смазывающей способностью. Как биополимеры, так и гидрогелевые растворы на основе подшитых оксиэтилированных эфиров целлюлозы допускают применение различных утяжеляющих материалов: барита, гематита, карбоната кальция, бромидов кальция и т.п. [74].

Биополимер обеспечивает повышение вязкости благодаря образованию поперечных связей между молекулами при действии кросс-агентов. В результате такого макромолекулярного взаимодействия достигается взвешивание твердой фазы. При концентрации биополимера ниже некоторого минимального значения (3,5–4,5 кг/м³ в зависимости от солености воды и наличия других компонентов раствора) поперечных связей недостаточно для образования гелевой структуры, что резко снижает несущую способность раствора.

Применение биополимерного раствора за счет эффекта ранней турбулизации позволяет снизить устьевые давления на 3,5–5,5 МПа по сравнению с глинистым раствором (вязкостью около 80 с).

Таким образом, анализ литературных источников, лабораторные и промысловые наблюдения показывают, что основной причиной снижения продуктивности многих нефтяных и газовых пластов, а также уменьшения приемистости нагнетательных скважин является их загрязнение. Оно происходит как при бурении, так и при цементировании, перфорации, гидроразрыве, глушении, интенсификации притока. Основным загрязняющим фактором является блокирование поровых каналов:

- твердыми частицами буровых растворов;
- набухающими минералами матрицы продуктивного пласта;
- тонкодисперсными частицами гранулярной основы пласта вследствие растворения его матрицы;
- нерастворимыми осадками взаимодействия фильтратов бурового раствора с пластовым флюидом;
- эмульсией (водное блокирование или изменение характера смачиваемости поровых каналов).

Определенно установленным можно считать, что степень поврежденности пласта зависит от времени контакта породы с буровым раствором, а также от величины репрессии на пласт.

Основная причина низких значений ОП при заканчивании скважин – несоответствие состава и свойств рабочих жидкостей и режимов проведения различных технологических операций в скважине геолого-физическим условиям продуктивного пласта и состоянию ПЗП, что обуславливает значительные глубины проникновения жидкостей или их фильтратов в пласт.

При бурении ГС и БС качество и состав раствора играют еще более существенную роль вследствие того, что более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважин, более велика вероятность поглощения раствора, более сложна очистка от выбуренной породы, более велики силы трения, возникающие при движении буровой колонны. Горизонтальные скважины намного чувствительнее к загрязнению пластов, чем вертикальные, поскольку время контакта ствола ГС с буровым раствором существенно выше. Горизонтальный ствол чаще всего не цементируется, равномерная депрессия, достигающаяся за счет большой протяженности ствола, недостаточна для очистки загрязненного пласта, методы химического стимулирования в ГС часто неэффективны и более того – опасны, а картина загрязнения ГС резко отличается от вертикального [75].

Обобщая вышеизложенное, можно сформулировать следующие основные требования к раствору для заканчивания скважин, в том числе горизонтальными стволами.

1. Буровой раствор не должен загрязнять продуктивный пласт. Поэтому при обосновании компонентного состава раствора необходимо учитывать как петрофизические свойства коллектора (пористость, проницаемость, размер пор, содержание глины), так и физико-химические свойства раствора и его фильтрата (поверхностное натяжение и угол краевого смачивания на границе вода – нефть).

2. Буровой раствор должен предотвращать развитие осложнений, связанных с глинистыми минералами, за счет повышенных требований к ингибирующим свойствам и фильтрационным потерям.

Для повышения смазочных свойств в целях улучшения условий прохождения бурового инструмента в интервале максимальной кривизны и горизонтальном стволе, а также предотвращения вероятности прихватов целесообразно использовать твердые смазки и жидкие, обладающие гидрофобизирующими свойствами.

Буровой раствор должен обеспечивать необходимую очистку ствола скважины. В интервале с углами наклона 40–50° предпочтительно бурить с повышенной вязкостью и прочностью геля. Оптимальная очистка в горизонтальном стволе обеспечивается при низкой вязкости (20–30 с по СПВ-5) и турбулентном режиме промывки (для устойчивых пород) или при ламинарном (в случае склонности пород к размыву) – при вязкости 40–50 с по СПВ-5.

4.2. Çõ Äé ê ä Öíé Ñà ä à ä ë ä ÆÑé ÇÄç à ü Çã à ü ç à ü Äì êé Çõ î ëÄë íÇé êé Ç ç Ä çÖî í Öè êé ç à ñ ÄÖä éëíü ä é ä ä Öä íé ê é Ç

В решении проблемы качественного вскрытия нефтенасыщенных пластов важное место занимает экспериментальная оценка влияния различных факторов на проницаемость кернов, что позволяет принимать научно обоснованные технологические решения применительно к условиям конкретных месторождений.

При экспериментальной оценке блокирующих свойств фильтрата бурового раствора при помощи коэффициента восстановления проницаемости β , представляющего собой отношение конечной проницаемости к первоначальной (исходной), очень важна однозначность определения этого параметра как одного из наиболее существенных показателей свойств буровых растворов для заканчивания скважин.

Анализ многих результатов исследований показывает, что разброс численных значений β , полученных после воздействия на пористые образцы фильтратом одного и того же бурового раствора, может быть очень велик – от 7 до 80 % [36, 39, 69, 76].

Отмеченная неопределенность в оценке загрязняющей способности фильтрата бурового раствора обусловлена как произвольным выбором керна материала и недостаточно полной оценкой его свойств, так и полным отсутствием каких-либо характеристик фильтрата. Все это не позволяет обеспечить идентичные условия проведения экспериментов.

Кроме того, существующие методы исследований и оценки влияния буровых растворов на нефтепроницаемость коллекторов являются сугубо эмпирическими, что не позволяет дать обоснованную оценку свойств объектов исследования (керн, бурового раствора и фильтрата), корректно интерпретировать полученные результаты исследований, распространить полученные результаты за пределы условий опыта. Вследствие этого

Все это показывает, что для обеспечения прогресса в решении вопроса сохранения продуктивности пластов необходима разработка обоснованной методики исследований и оценки влияния буровых растворов на нефтепроницаемость коллектора, обеспечивающей возможность объективного учета всех факторов. Прежде всего, принимая во внимание неоднородность пластов и сложность учета их петрофизических свойств (количество и природа глинистых минералов, размеры, структура и характер смачиваемости поровых каналов) и практическую невозможность получения воспроизводимых результатов на естественных кернах, для исследования влияния физико-химических свойств буровых растворов и перфорационных жидкостей необходимо обеспечить постоянство свойств пористого образца. Этим требованиям отвечает методика, разработанная во ВНИИКРнефти [43] и предусматривающая использование искусственных образцов пористой среды.

4.2.1. à Öíé Ñ à ä Ä é è öŃŌă Ōç à ü Ñàç Åå à ó Öë ä é â î à ã úíéÅñàà
(ë ä é êé ë ìà î à áúíéÅñ à à) Àìéé Bõ ĩ êÄë íCé ê é C

Общепринятым показателем, характеризующим фильтрационные свойства бурового раствора, является его водоотдача, определяемая в статических условиях при комнатной температуре. Однако этот показатель не позволяет определить глубину проникновения фильтрата в пласт, т.е. определить пораженную фильтратом бурового раствора зону продуктивного пласта. Для расчета радиуса проникновения фильтрата в пласт введена дополнительная характеристика бурового раствора – скорость поступления фильтрата в пласт через сформированную глинистую корку в динамических условиях при температуре и давлении, соответствующих пластовым. Скорость поступления фильтрата в пласт (скорость фильтрации) определяется экспериментально для каждого конкретного бурового раствора. Гидравлическая схема лабораторной установки приведена на рис. 4.1. Основными узлами установки являются универсальный кернодержатель 1 с образцом пористой среды 2, нагнета-

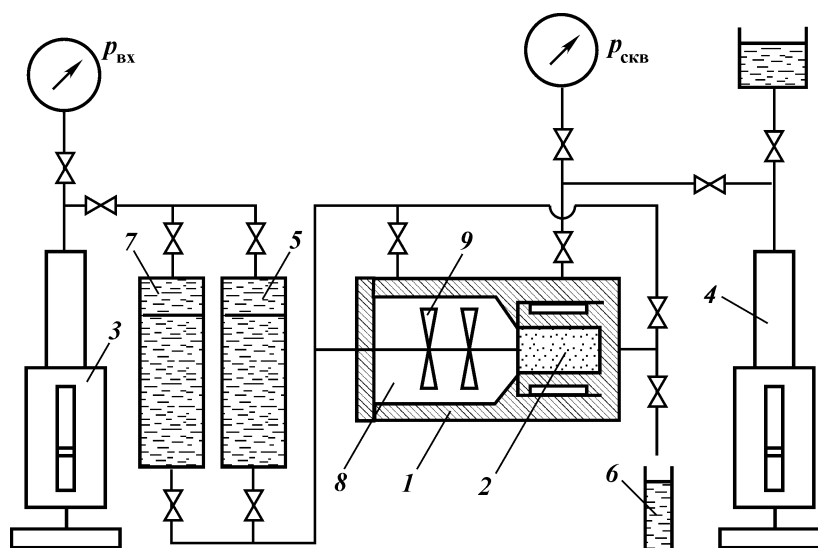


Рис. 4.1. Схема экспериментальной установки для определения динамической фильтрации (скорости фильтрации) бурового раствора

тельные прессы 3 и 4, емкости фильтрата бурового раствора 5 и 7 и мерный цилиндр 6. Методика проведения исследований заключается в следующем. Образец пористой среды в универсальном кернодержателе подвергается гидрообжиму, соответствующему величине горного давления в исследуемом продуктивном пласте. После термостатирования универсального кернодержателя и образца пористой среды в течение 2 ч при температуре, равной пластовой, керн насыщают фильтратом бурового раствора до его появления над верхним торцом в рабочей камере 8. Затем в рабочую камеру над образцом пористой среды заливают исследуемый буровой раствор. Универсальный кернодержатель устанавливают горизонтально и присоединяют к емкости с фильтратом бурового раствора, и при помощи нагнетательного прессы создают в рабочей камере избыточное давление, равное реальной величине репрессии на пласт при его первичном вскрытии. Мешалкой 9 перемешивают буровой раствор в камере универсального кернодержателя. При циркуляции бурового раствора во внутренней полости кернодержателя и создании избыточного давления начинается фильтрация через керн жидкой фазы бурового раствора, а на торце керна формируется фильтрационная корка, пропускная способность которой и определяет скорость

фильтрации. Для предупреждения изменения исходной консистенции бурового раствора в рабочую камеру при заданном постоянном перепаде давления в процессе опыта автоматически подкачивается фильтрат при помощи нагнетательного пресса.

При появлении фильтрата бурового раствора на выходе кернодержателя начинают отсчет времени и определяют объемную скорость фильтрации Q . Истинная скорость фильтрации определяется по формуле

$$v_{\phi} = Q/F, \quad (4.1)$$

где Q – объемная скорость фильтрации, $\text{см}^3/\text{с}$; F – площадь фильтрации, см^2 .

4.2.2. МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ЖИДКОЙ ФАЗЫ (ФИЛЬТРАТА) БУРОВОГО РАСТВОРА

Методика экспериментальной оценки закупоривающего (блокирующего) действия фильтрата бурового раствора основана на определении проницаемости образца керна до и после воздействия на него фильтрата бурового раствора:

$$\beta = k_1/k_0, \quad (4.2)$$

где k_1 , k_0 – проницаемость керна по углеводородной жидкости соответственно до воздействия и после воздействия на него фильтрата бурового раствора.

Коэффициент восстановления проницаемости может быть определен как на эталонных пористых средах, так и на натуральном керновом материале.

Эталонная пористая среда приемлема при сравнительной оценке блокирующего действия различных буровых растворов. При выборе бурового раствора применительно к конкретным горно-геологическим условиям необходимо использовать натурные образцы кернов, отобранные из исследуемого продуктивного пласта.

Из отобранных образцов пористой среды (кернов) вытачивают специальными алмазными коронками цилиндрические образцы диаметром 30 мм и длиной 40–50 мм. При отсутствии специальных абразивных инструментов образцы для опытов изготавливаются распиливанием кернов на бруски прямоугольной формы размерами 20×50 мм, которые затем помещаются в цилиндрические формы диаметром 30 мм и длиной 50 мм. Свободное пространство заполняют отверждаемой смесью на основе эпоксидного клея ЭДП с наполнителем (мелкозернистый

кварцевый песок). После 5–7 сут выдержки и обработки торцов образцы кернов готовы к работе.

Длина и цилиндрическая форма образцов позволяет использовать для проведения опытов модернизированный керновый зажим ЗК-8 стационарной установки для исследования проницаемости кернов УИПК-1М (аппаратура “Керн”). Далее у подготовленных образцов кернов определяется исходная воздухопроницаемость, мкм^2 :

$$k_{\text{в. исх}} = \frac{2Q_{\text{г}}p_{\text{обж}}\mu l}{F(2p_{\text{обж}} + \Delta p)\Delta p T}, \quad (4.3)$$

где $Q_{\text{г}}$ – объем воздуха (азота), прошедший через керн при замере воздухопроницаемости, см^3 ; $p_{\text{обж}}$ – давление гидрообжима; μ – вязкость воздуха (азота) при температуре проведения опыта, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; l – длина образца, см ; F – площадь поперечного сечения образца керна, см^2 ; Δp – перепад давления на образце керна, $\text{кгс}/\text{см}^2$; T – время истечения через керн воздуха объемом Q , с .

После определения проницаемости кернов, выбора из них кернов, пригодных для исследований, приступают к определению коэффициентов восстановления проницаемости. Для проведения исследований разработана экспериментальная установка, гидравлическая схема которой представлена на рис. 4.2. Она состоит из нагнетательного пресса 1, емкости с трансформаторным маслом 2, фильтра 3, емкостей для фильтрата бурового раствора 4 и пластовой воды 5, образца керна 6 и компенсаторной емкости 7. Система гидрообжима и термостатирования на рисунке не показана. Методика проведения исследований заключается в следующем.

После сборки кернодержателя образец керна подвергается всестороннему гидрообжиму. Методика определения необходимого значения давления гидрообжима $p_{\text{обж}}$ керна, соответствующего эффективному горному давлению в пластовых условиях, приведена ниже. Затем керн при помощи нагнетательного пресса насыщают пластовой водой из емкости и повышают в керне давление до 5 МПа.

После насыщения керна пластовой водой осуществляется формирование остаточной водонасыщенности – вытеснение пластовой воды углеводородной жидкостью (трансформаторным маслом), используемой в опытах вместо нефти во избежание затухания фильтрации, неизбежного при течении через керн нефти (адсорбция металлопорфириновых комплексов парафинов, смол). После прокачки через керн 8–10 поровых объемов трансформаторного масла при перепаде дав-

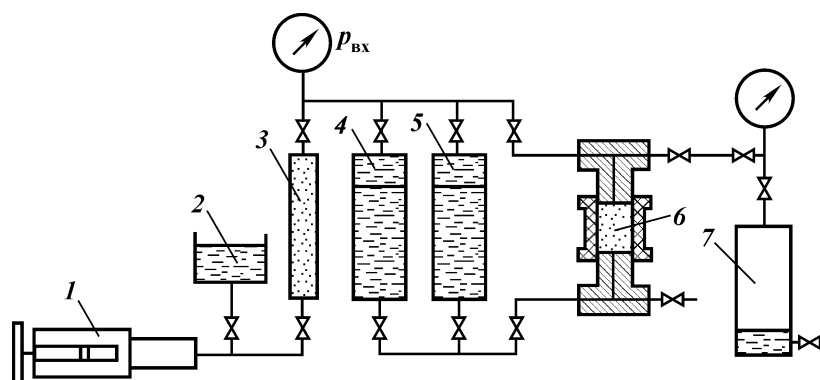


Рис. 4.2. Схема экспериментальной установки для исследования влияния фильтрата бурового раствора на фильтрационные свойства кернов

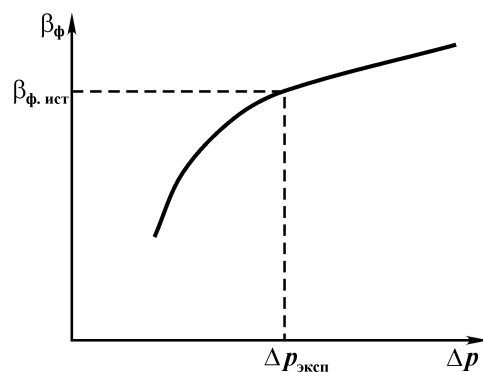


Рис. 4.3. Зависимость коэффициента восстановления пропускной способности образца керна от величины депрессии

ления на керне 3,5–4,0 МПа измеряют начальную проницаемость керна по маслу, мкм²:

$$k_0 = \frac{Qul}{F\Delta p},$$

где Q – объемная скорость фильтрации трансформаторного масла через керна, см³/с; l – длина образца керна, см; F – площадь поперечного сечения образца керна, см²; Δp – перепад давления на образце керна, кгс/см².

После формирования остаточной водонасыщенности и определения k_0 в керна из емкости при помощи нагнетательного пресса закачивается фильтрат бурового раствора, объем которого равен пяти поровым объемам образца керна с объемной скоростью $(0,11 \pm 0,12) \cdot 10^3$ м³/сут, что соответствует скорости поступления фильтрата в пласт в реальных условиях. По формуле (4.4) определяется проницаемость керна по фильтрату бурового раствора k_ϕ .

После моделирования процесса первичного вскрытия продуктивного пласта моделируют процесс освоения скважины. Для этого в направлении, обратном воздействию фильтрата бурового раствора, через образец керна при различных значениях перепада давления прокачивается трансформаторное масло. Для каждого значения p рассчитывается по формуле (4.4) значение k_0 и строится зависимость $\beta_{\phi} = f(\Delta p)$ (рис. 4.3). Далее, вычислив по формуле значение перепада давления на образце $\Delta p_{\text{эсп}}$, которое соответствует перепаду давления на образце длиной l , условно помещенного на границе зоны проникновения фильтрата в реальных условиях, и развившемуся при создании депрессии на пласт (при освоении скважин), по кривой $\beta_{\phi} = f(\Delta p)$ определяют истинное значение коэффициента восстановления проницаемости после воздействия на пласт фильтрата бурового раствора $\beta_{\phi. \text{ист}}$ и рассчитывают значение ОП_ф, являющееся критерием оценки качества первичного вскрытия продуктивного пласта.

4.2.3. МЕТОДИКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ЗАКУПОРИВАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Экспериментальная оценка влияния твердой фазы бурового раствора на фильтрационные свойства кернов также основана

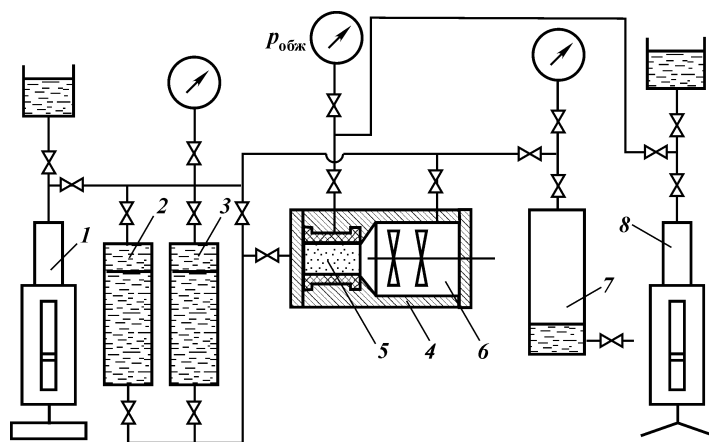


Рис. 4.4. Схема экспериментальной установки исследования влияния бурового раствора (твердой фазы) на фильтрационные свойства кернов: 1, 8 — нагнетательные presses; 2, 3 — емкости для фильтрата бурового раствора; 4 — кернадержатель; 5 — образец керна; 6 — рабочая камера кернадержателя; 7 — компенсаторная емкость

на определении коэффициента проницаемости образца керна до k_0 и после k_1 воздействия на него буровым раствором. В экспериментальной установке, схема которой представлена на рис. 4.4, используются узлы установки для определения скорости фильтрации растворов.

Методика проведения исследований заключается в следующем. После сборки установки и создания соответствующего давления гидрообжима керна и создания в керне остаточной водонасыщенности и определения k_0 во внутреннюю полость 6 кернадержателя 4 заливают 150 мл бурового раствора. Нагнетательным прессом 1 создают на керне перепад давления, соответствующий реальному значению репрессий на пласт. При постоянном перемешивании раствора воздействуют на керн в течение 2 ч, затем удаляют с торца керна фильтрационную корку, по методике строят зависимость $\beta_{т,ср} = f(\Delta p)$, определяют истинное значение β и рассчитывают значения ОП и ПП.

4.2.4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ ГИДРООБЖИМА

Для приведения условий проведения экспериментальных исследований к реальному состоянию образца пористой среды при опытах необходимо поддерживать соответствующее напряженное состояние в образце керна. Для определения эффективного давления гидрообжима $p_{обж}$, соответствующего реальным условиям залегания образца, разработана методика, основанная на построении зависимости проницаемости керна по воздуху от давления гидрообжима. При повышении давления первоначально происходит уплотнение породы (проницаемость уменьшается) вплоть до ее естественного состояния, после чего проницаемость практически не изменяется. Абсцисса точки излома кривой и соответствует среднему эффективному давлению гидрообжима $p_{обж}$.

4.3. РЕЦЕПТУРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПОЛИГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ МАКСИМАЛЬНОЕ СОХРАНЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

4.3.1. НАУЧНАЯ КОНЦЕПЦИЯ ПОЛУЧЕНИЯ НОВЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

В результате анализа литературных источников и накопленного опыта заканчивания скважин было установлено, что предот-

вратить или существенно уменьшить влияние загрязняющих факторов позволяют следующие мероприятия:

ограничение проникновения фильтрата и твердых частиц в пласт за счет обработки растворов полимерами, повышающими вязкость фильтрата, сокращения времени контакта жидкости с пластом, снижения перепада давления в системе скважина – пласт, повышения эффективности очистки ствола от выбуренной породы (что важно для горизонтальных скважин) при использовании добавок, позволяющих получать системы растворов со специфическими реологическими характеристиками (псевдопластичностью и прочной структурой геля);

добавка солей калия или алюминия для предупреждения набухания и диспергирования глин;

обработка растворов ПАВ, регулирующими нефтесмачивающую и эмульгирующую способность фильтрата;

исключение осадкообразования при взаимодействии раствора с пластовыми породами и флюидами.

С учетом этого возможны два принципиальных направления в технологии вскрытия пластов.

1. Технология, исключающая проникновение компонентов бурового раствора (фильтрата и твердой фазы) в пласт. Она основана на использовании нефилтрующих буровых растворов без твердой фазы или с поверхностно-кольматирующей водо- или кислоторастворимой твердой фазой и бурении на “равновесии” при минимальных репрессиях. Такое направление в настоящее время широко используется зарубежными фирмами. Для реализации этой технологии необходимы специальные материалы – структурообразователи и загустители (биополимеры, полианионная целлюлоза, производные крахмала и др.), а также оборудование для бурения “на равновесии” при минимальной репрессии.

2. Технология, основанная на придании буровому раствору и его фильтрату свойств, исключающих загрязнение продуктивного пласта и обеспечивающих легкое и полное удаление проникающего фильтрата из пласта, т.е. восстановление его первоначальной нефтепроницаемости. В этом случае фильтрат бурового раствора должен обладать высоким ингибирующим действием, чтобы исключить гидратацию и диспергирование глинистых минералов, обеспечивать хорошую нефтесмачиваемость пород коллектора, иметь низкое межфазное натяжение на границе с углеводородной жидкостью и не образовывать осадка при контакте с пластовыми водами и породами.

Для отечественной нефтяной промышленности с учетом ее текущей обеспеченности материалами, оборудованием и сло-

жившейся технологии наиболее приемлемым и реальным является второе направление.

Как известно, большинство нефтесодержащих пород гидрофильны и способны адсорбировать воду, отфильтровавшуюся в продуктивный пласт при использовании бурового раствора на водной основе. В результате снижается фазовая проницаемость по нефти и блокируется ее поступление в скважину. Так, особенностью пород-коллекторов нефтяных месторождений Западной Сибири является их полимиктовый состав, который усложняет структуру порового пространства, повышает содержание связанной воды в коллекторе и снижает устойчивость скелета пород при контакте с химически активными жидкостями.

Сильная водоудерживающая способность полимиктовых пород приводит к образованию в призабойной части пласта устойчивой техногенной зоны увеличенной водонасыщенности, значительно превышающей естественную водонасыщенность до начала вскрытия пласта. Это резко снижает фазовую проницаемость для нефти в призабойных зонах скважин, что в итоге приводит к уменьшению дебитов нефти или газа [46].

Становится важным создание технологий управления смачиваемостью гидрофильных пород в призабойной зоне скважин, направленной на удаление из нее капиллярно-удержанной воды.

Характер смачиваемости нефтесодержащих пород можно изменять путем воздействия бурового раствора с гидрофобизирующими добавками (на стадии первичного вскрытия) либо композициями, обладающими гидрофибизирующими свойствами (на стадии вторичного вскрытия).

В качестве регулятора межфазного натяжения и нефтесмачивающих свойств целесообразно использовать ПАВ, а для исключения осадкообразования при взаимодействии с породами пласта и водой – комплексообразующие реагенты.

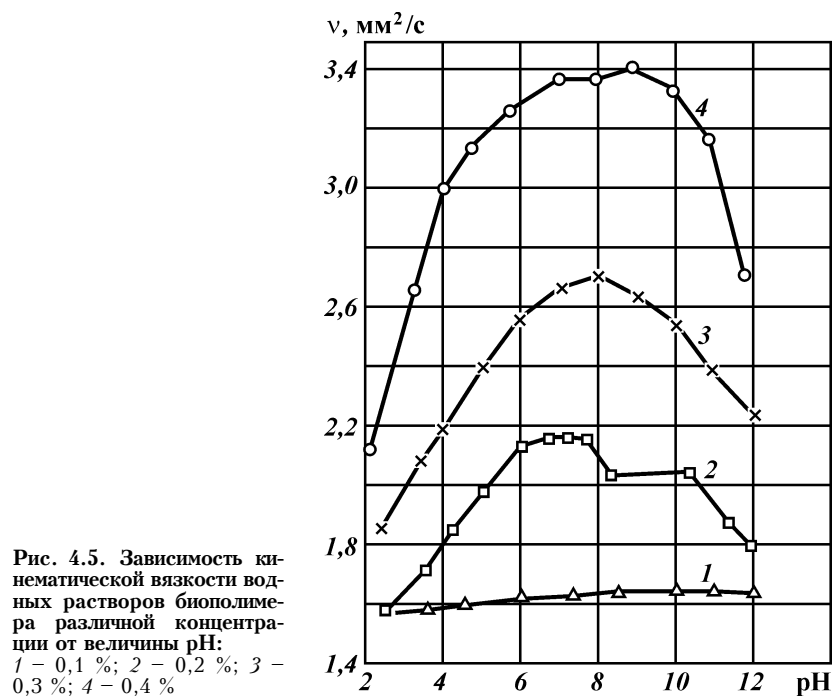
Адсорбируясь на поверхности поровых каналов, ПАВ гидрофобизируют ее, изменяя характер смачиваемости поровых каналов, а концентрируясь на границе раздела фаз нефть – фильтрат, снижают поверхностное натяжение. В этом случае капиллярные силы, развиваемые на границе раздела фаз нефть – фильтрат, будут направлены в сторону ствола скважины, что способствует более полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

В связи с приданием незагрязняющих свойств фильтрату раствора требования к ограничению фильтрации хотя и сохраняются, но становятся менее жесткими, чем в случае ис-

пользования нефилтрующихся растворов. Однако необходимость ограничения фильтрации раствора все-таки требует использования полимерных реагентов и предпочтение следует в этом случае отдавать реагентам полисахаридной природы (водорастворимые эфиры целлюлозы, крахмалы, биополимеры), обладающим устойчивостью в широком диапазоне pH и минерализации. Эти принципы и были положены в основу работ по созданию рецептур, незагрязняющих продуктивные пласты буровых растворов.

4.3.2. БИОПОЛИМЕРНЫЙ РАСТВОР НА ОСНОВЕ ПОЛИСАХАРИДА – БИОПОЛИМЕРА ЭНПОСАН

Практика показывает, что одним из определяющих факторов, влияющих на процесс качественного вскрытия продуктивного пласта, является тип бурового раствора. Во многих случаях предпочтение отдают биополимерному типу раствора, который обладает комплексом технологических свойств, необходимым для успешного бурения и вскрытия вертикальными и особенно горизонтальными скважинами.



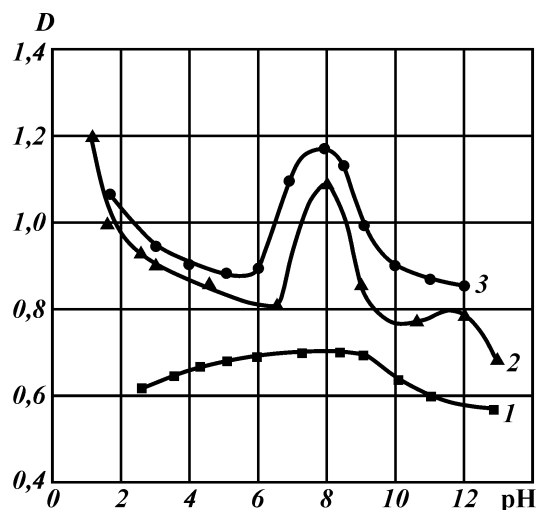


Рис. 4.6. Зависимость оптической плотности водных растворов биополимера различной концентрации от величины pH: 1 – 0,1 %; 2 – 0,2 %; 3 – 0,3 %

За рубежом биополимеры (БП) промышленно изготавливаются и широко используются в нефтяной промышленности. У нас в стране производство биополимеров не налажено.

Разработан способ получения биополимера, продуцируемого штаммом “*Bacillus Polymuxa* 1459-B”, осуществленный в опытном производстве на биофармацевтическом объединении (БФО) “Энзим” (г. Ладыжин, Украина) [77]. Биополимер выпускается в двух товарных формах: в виде концентрата-пасты, содержащей 4,2–5,6 % активного вещества (полимиксан), и порошка желтоватого цвета (Энпосан). Обе товарные формы хорошо растворимы в воде.

Биополимер представляет собой экзополисахарид, который получают путем последовательной очистки культуральной жидкости *Bacillus Polymuxa* 1459-B методом коагуляции, сепарации и ультрафильтрации. Молекулярная масса биополимера около 1 млн ед. Для определения рабочих свойств полученного биополимера был проведен комплекс исследований, который включал их воздействие на растворы, а также испытание их водных растворов.

Наличие в структуре биополимера карбоксильных групп определяет поведение их водных растворов, как типичных полиэлектролитов. Так, зависимость вязкости от величины pH (при концентрациях 0,1–0,4 %) имеет экстремумы в диапазоне $pH = 7 \div 9$ (рис. 4.5). Аналогичным образом изменяется и оптическая плотность от pH тех же водных растворов биополимера

(рис. 4.6). Представленные данные свидетельствуют, что для получения максимального загущающего эффекта в буровых растворах на основе биополимера величину pH необходимо поддерживать в пределах 0,7–9,0.

Данные по влиянию биополимера на технологические свойства глинистых и безглинистых растворов обобщены в табл. 4.1 и на рис. 4.7 и 4.8.

Анализ приведенных на рис. 4.7 зависимостей показывает, что характерной особенностью безглинистых биополимерных растворов (ББПР) является способность к сильному разжижению при высоких скоростях сдвига и загустеванию при низких. Так, эффективная вязкость $\eta_{эф}$ биополимерных растворов, содержащих 0,03 и 0,05 % (массовая доля) сульфата алюминия (кривые 3 и 2), составляет соответственно 12 и 17 мПа·с при градиенте сдвига 1312 с^{-1} , в то время как при градиенте сдвига 5 с^{-1} значение $\eta_{эф}$ резко возрастает до 3000 мПа·с.

Логарифмическая зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига, экстраполированная к скоростям, соответствующим скорости истечения из насадок долота (см. рис. 4.8), показывает, что ББПР, полученный на основе биополимера

Таблица 4.1

Влияние биополимера Энпосан на параметры глинистых и безглинистых растворов

Номер раствора	Добавки, %			Параметры раствора						
	Энпосан	CaCl ₂	Al ₂ (SO ₄) ₃	$\rho, \text{ г/см}^3$	УВ, с	$\Phi, \text{ см}^3$	CHC _{1/10} , мПа	$\eta_{пл}, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\tau_0, \text{ дПа}$	pH
<i>Глинистые растворы</i>										
1	—	—	—	1,15	17	40	0/0	8	24,5	7,55
2	0,10	—	—	1,15	17	32	0/0	10	14,7	7,90
3	0,15	—	—	1,15	18	21	0/0	11	19,6	8,00
4	0,20	—	—	1,15	18	17	0/0	10	19,6	8,00
5	0,30	—	—	1,15	21	13	0/0	14	24,5	8,00
6	0,40	—	—	1,15	21	9	0/0	15	29,4	8,00
7	0,50	—	—	1,15	23	7	10,6/17,6	17	33,9	8,00
8	0,50	0,15	—	1,15	24	11	12,9/20,0	17	44,1	7,80
9	—	—	—	1,06	25	16	69,5/93,1	13	24,0	9,80
10	0,075	—	—	1,06	30	6	70,2/86,1	15	28,0	9,90
11	0,100	—	—	1,06	34	4	78,3/90,4	17	35,0	9,90
12	0,1	1,0	—	1,06	36	8	79,4/92,4	18	35,0	9,00
<i>Безглинистые растворы</i>										
13	0,5	—	0,05	1,0	17	16	0/0	17	32,0	7,0
14	0,5	—	0,1	1,0	20	11,5	0/0	18	37,0	6,9
15	0,5	1,0	0,2	1,0	22	9,5	0/0	20	41,0	6,9

Примечание. Растворы 1–8 – на основе куганакской глины, 9–12 – на основе бентонита.

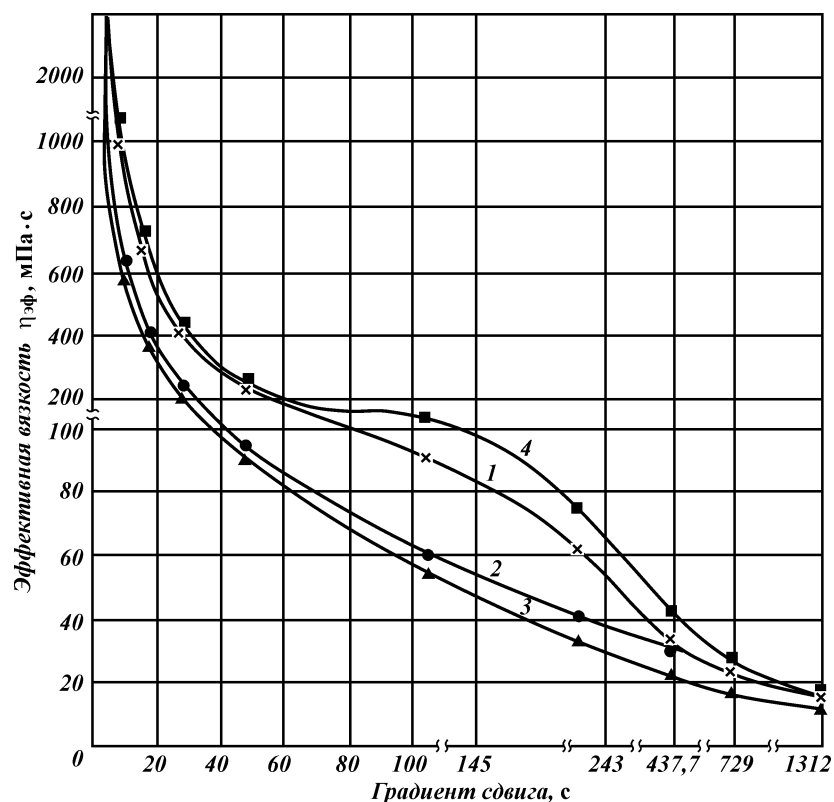


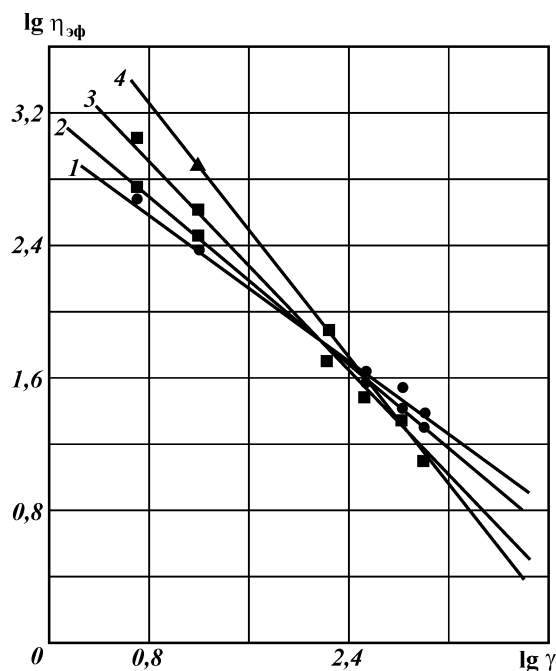
Рис. 4.7. Зависимость эффективной вязкости безглинистых биополимерных растворов от скорости сдвига:
 1 – 0,3 % биополимера (БП); 2 – 0,3 % БП + 0,04 % $Al_2(SO_4)_3$; 3 – 0,3 % БП + 0,03 % $Al_2(SO_4)_3$; 4 – 0,3 % БП + 0,05 % $Al_2(SO_4)_3$

Энпосан, вполне конкурентоспособен с такими системами, как растворы с псевдопластичностью: мицеллярно-глинистый, гидрогель на основе оксиэтилцеллюлозы и биополимерный на основе продукта Келзан.

Ярко выраженная псевдопластичность ББПР имеет важное значение с точки зрения повышения эффективности очистки скважины непосредственно под долотом и для транспорта шлама на очистные устройства желобной системы.

Для моделирования поведения биополимера в водно-глинистой системе использовались два вида глин, различающиеся по минералохимическому составу – бентонитовая глина и глина из Куганакского месторождения (преимущественно

Рис. 4.8. Зависимость эффективной вязкости 0,8%-ного раствора гидрогеля ОЭЦ (1), 0,4%-ного раствора биополимера “Энпосан” (2), 0,4%-ного раствора биополимера Келзан (3) и мицеллярно-глинистого раствора (4) от скорости сдвига



каолинитовая). Из табл. 4.1 видно, что приемлемые структурные свойства раствора из куганакской глины удастся достичь при концентрации биополимера 0,5 %, тогда как для бентонитовой глины она составляет всего 0,075 %.

При изучении фильтрационных процессов на установке УИПК-М использовали керны с низкой ($k = 0,037 \text{ мкм}^2$) и средней ($k = 0,235 \text{ мкм}^2$) проницаемостью. В качестве рабочей среды применяли фильтраты, полученные из растворов, стабилизированных 0,1 % биополимера и 0,1 % КМЦ, а также безглинистый биополимерный раствор. Результаты экспериментов обобщены в табл. 4.2, данные которой позволяют заключить следующее. У растворов, содержащих биополимер, загрязняющее действие на керн меньше по сравнению с растворами, стабилизированными КМЦ. Так, при фильтрации растворов с добавкой биополимера по сравнению с растворами, содержащими КМЦ, коэффициент β больше на 9,1 и 13,8 % соответственно для кернов с проницаемостью 0,236 и 0,037 мкм^2 . Эти же факты подтверждают эксперименты, проведенные на установке “Автопор”. Как видно из данных табл. 4.3, у кернов, через которые фильтровали растворы, содержащие биополи-

Таблица 4.2

Влияние добавок биополимера Энпосан и КМЦ на коэффициент восстановления проницаемости β

Номер раствора	Состав раствора	$\eta_{эф}$, мПа·с	Исследование кернов		σ фильтра-та, мН/м
			k , мкм ²	β , %	
1	БР* + 0,1 % КМЦ	13	0,236	52,8	48,4
2	БР + 0,1 % Энпосана	17	0,236	61,9	48,0
3	БР + 0,1 % КМЦ	13	0,037	63,3	48,4
4	№ 2 + 1,0 % ПКД-515	18	0,236	82,3	12,9
5	БР + 0,1 % Энпосана	17	0,037	77,1	48,0
6	№ 5 + 1,0 % ПКД-515	18	0,037	92,4	12,9
7	0,5 % Энпосана + 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$	17	0,036	83,4	49,1
8	№ 7 + 0,2 % ПКД-515	19	0,036	91,8	8,3

*Исходный бентонитовый раствор.

мер, глубина загрязнения не превышает 10–15 мм. Это объясняется повышенной пластичностью спиралевидной конформации макромолекул биополимера, обуславливающих при идентичной концентрации (0,1 %) большую эффективную вязкость фильтра $\eta_{эф}$, чем у фильтра, содержащего КМЦ, имеющей незначительную спиралевидность.

В экспериментах применяли фильтраты глинистых растворов.

Следует отметить, что при повышении поверхностной активности раствора, содержащего биополимер, за счет добавки

Таблица 4.3

Влияние типа бурового раствора на изменение $k_{пор}$ по глубине керна

Номер раствора	Рецептура раствора	Исходная величина		Изменение $k_{пор}$, %, по глубине керна, мм		
		k_n , мкм ²	$k_{пор}$, %	5	20	30
1	БР* + 0,3 % Кем-X + 5 % нефти	0,02	22,5	15,7	16,9	19,8
2	БР + 0,3 % Кем-X + 1 % ПКД-515	0,02	22,5	19,5	21,9	22,5
3	КГР** + 0,3 % Кем-X + 5 % нефти	0,018	21,3	16,2	18,7	20,1
4	БР + 1 % Кем-X + 1,5 % ПКД-515	0,018	21,3	18,7	20,6	21,3
5	0,5 % Энпосана + 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$ + 0,2 % ПКД-515	0,037	25,8	22,4	25,8	25,8
6	БР + 0,1 % Энпосана + 1 % ПКД-515	0,037	22,5	20,8	22,0	22,5

*Раствор приготовленный из бентонитового глинопорошка.

**Раствор, приготовленный из куганакского глинопорошка.

1,0 % поверхностно-активного вещества (ПКД-515) коэффициент β повышается до 82,3–92,4 % соответственно для кернов с проницаемостью 0,236 и 0,047 мкм².

При фильтрации безглинистого раствора, содержащего 0,5 % биополимера и 0,2 % $Al_2(SO_4)_3$, через керн с начальной проницаемостью 0,036 мкм² проницаемость керна восстанавливается на 83,4 %, что на 20 % больше, чем у раствора, стабилизированного КМЦ.

Снижение загрязняющего действия растворов, содержащих ПКД-515, при фильтрации их через керны помимо повышения поверхностной активности объясняется также гидрофобизирующими свойствами ПКД. Как показали специальные исследования, в результате изменяется характер смачиваемости поровой поверхности породы (керна), снижается ее водонасыщенность и повышается фазовая проницаемость по нефти.

Таким образом, проведенные эксперименты показывают, что буровой раствор, особенно при наличии в нем ПАВ ПКД-515, оказывает значительно меньшее загрязняющее действие на керны по сравнению с базовым раствором, стабилизированным КМЦ.

Сравнительные испытания синтезированного биополимера, проведенные в идентичных условиях с известным биополимером для бурения марки Кер-Х (фирма “Kem Trop”, США), установили, что они близки по действию (см. табл. 4.3).

Промысловыми испытаниями в АНК “Башнефть” установлена высокая эффективность биополимерных растворов при заканчивании скважин. В связи с трудностями по организации промышленного производства биополимеров параллельно были проведены исследования по поиску альтернативных решений на основе доступных реагентов.

4.3.3. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ НА ПОЛИЭТИЛЕНГЛИКОЛЕВОЙ ОСНОВЕ, АДАПТИРОВАННЫЕ К УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ В ПРЕДУРАЛЬЕ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Для геологических условий строительства скважин в Башкортостане характерно бурение в достаточно прочных карбонатных породах, где механическая скорость бурения, а следовательно, и интенсивность поступления шлама в раствор невелики и допустимо использование турбулентного режима промывки. В этом случае требования к реологическим свойствам раствора менее жестки и может использоваться более простая система растворов.

В последние годы за рубежом для проводки скважин в раз-

личных горно-геологических условиях, в том числе при вскрытии продуктивных отложений, стали применять растворы, содержащие низкомолекулярные полиалкиленгликоли [78], сочетающие в себе положительные свойства РУО-систем, но отличающиеся от последних экологической безвредностью.

Характерная особенность полиалкиленгликолей – снижение их растворимости в воде при повышении температуры [79]. Образование новой фазы приводит к загущению суспензии, возрастанию прочности структуры. Естественно, такое изменение реологических характеристик раствора оказывает положительное влияние на гидротранспорт шлама, особенно из горизонтальной и прилегающей сильно искривленной части ствола. Раствор при подъеме на дневную поверхность и охлаждении вновь гомогенизируется, и полиалкиленгликоль практически без потерь проходит через систему очистных устройств.

Проведенные исследования показали, что можно добиться существенного модифицирования свойств растворов при использовании водорастворимых смесей полигликолей (%), остающихся после выделения индивидуальных гликолей:

Диэтиленгликоли	15–20
Триэтиленгликоли	25–30
Тетраэтиленгликоли	35–40
Пентаэтиленгликоли	10–15
Смолистые вещества	5–10

Глинистые буровые растворы с добавлением 1–10 % полигликолей исследовали по стандартным методикам. Смазочные свойства оценивали на приборе фирмы “Бароид” (модель 21200), поверхностное натяжение фильтратов определяли на стагмометре по отрыву капли на границе вода – гексан, смачивание кварцевой пластинки фильтратом раствора измеряли P_0 на оптической скамье, увлажняющую способность раствора устанавливали по методике, предложенной А.И. Пеньковым.

Испытания конкретных рецептов растворов проводили с использованием различных глин в АНК “Башнефть”: куганакской, нефтекамской, дюртюлинской. Раствор приготавливали следующим образом. В воде затворяли расчетное количество глины с добавлением кальцинированной соды. После суточной гидратации суспензию глины перемешивали в течение 1 ч, вводили расчетное количество реагентов и перемешивали еще 20–30 мин.

Результаты исследований различных рецептов полигликолевых растворов приведены в табл. 4.4. Как видно из анализа данных этой таблицы, 3–5%-ные добавки полигликоля вдвое

Состав и свойства полигликолевых растворов

*Барит.
**CaCO₃.

Таблица 4.5

Рецептурный состав и показатели полигликолевых буровых растворов

Рецептура раствора, % (массовая доля)					Параметры		
ПЭГ	ПАЦ-НВ	ПАЦ-ВВ	KCl	CaCO ₃ , г/л	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³
Исходный раствор из куганакской глины + 0,2 % КОН					1,10	17	40
3	0,2	0,2	—	—	1,10	93	4,0
3	0,2	0,2	7	—	1,13	41	5,5
3	0,2	0,2	7	585	1,40	50	6,0
3	0,2	0,2	7	822	1,62	68	5,0

снижают фильтрацию нестабилизированной глинистой суспензии и уменьшают показатели структурно-механических свойств. При этом увеличение pH сопровождается ростом удельного электрического сопротивления, т.е. полигликоль выступает как активный пептизатор глины за счет расклинивающего межслоевого эффекта и в то же время изменяет структуру воды, стимулируя рост малоподвижных водно-спиртовых кластеров. Фильтрационные свойства (табл. 4.5) регулировали добавками низковязкой полианионной целлюлозы (Celpol SL), а ингибирующих свойств — добавками хлористого калия. Как видно из данных табл. 4.5, ингибирующий эффект в присутствии полигликолей аддитивно усиливается, что свидетельствует о различии в механизме ингибирования глинистой породы полиспиртами и, например, KCL.

Если катион калия влияет главным образом на осмотические процессы и капиллярную пропитку путем блокирования межслоевых каналов кристаллической решетки глинистых минералов, то полиэтиленгликоль за счет сорбционных эффектов резко снижает диффузные процессы поверхностной гидратации, а также препятствует проникновению фильтрата в породу за счет упрочнения (более плотной упаковки) глинистой корки на стенках скважины.

Оценивая ингибирующие свойства раствора, содержащего ПЭГ + KCL, можно констатировать, что они, судя по величине P_0 , достаточно высоки и обеспечивают гарантированный период устойчивого состояния глинистых пород.

С повышением концентрации полигликоля в буровом растворе снижается межфазное натяжение σ его фильтрата на границе с углеводородной фазой (гексаном). Поэтому было исследовано влияние полигликолевого бурового раствора на коэффициент восстановления проницаемости β кернов (табл. 4.6), которое выявило однозначную связь между массовым содержанием ПЭГ (по 5 %) и величиной β . Эта зависимость

раствора						
СНС, дПа		$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	рН	$k_{тр}$	Π_0 , см/ч
1	10					
0	0	6,5	9,8	8,9	0,327	9,42
27,1	34,2	32,5	191,1	8,9	–	7,31
5,9	17,6	29,9	96,9	8,3	–	2,22
9,4	20,0	48	112,7	7,9	–	2,22
17,3	28,9	66	210	7,8	–	2,22

описывается уравнением (мера идентичности 1,0; средняя относительная ошибка 0,3 %):

$$\beta = (29,14 + 93,8 C_{пэг}) / (0,53 + C_{пэг}), \quad (4.5)$$

где $C_{пэг}$ – содержание ПЭГ в растворе.

Зависимость, описываемая уравнением (4.5), представлена на рис. 4.9.

Добавка ПЭГ сверх 5 %, как видно из табл. 4.6, практически не влияет на показатель β , который остается на одном уровне с данными в предыдущем опыте.

В свете современных представлений повышение значений β относительно базовых величин обычно связывают с гидрофобизацией поверхности поровых каналов.

Кажется парадоксальным, что ПЭГ, являющийся высокогидрофильным соединением, может способствовать повышению коэффициента β . По всей видимости, причина здесь кроется и в природе ПЭГ, и в характере взаимодействия его с поверхностью породы. По химической структуре ПЭГ – это полиэфир с повторяющимся звеном $-\text{OCH}_2\text{CH}_2-$, где эфирный кислород – гидрофильная часть звена, а этиленовая часть – гидрофобная. По данным работы [81] изучение агрегации водорастворимого оксиэтилированного спирта в ароматических углеводородах и циклогексане показало, что молекулы растворителя сольватируют оксиэтильные фрагменты. Это прямо указывает на то, что этиленовая часть звена $-\text{OCH}_2\text{CH}_2-$ действительно прояв-

Таблица 4.6
Влияние добавок полиэтиленгликоля на изменение показателя β

Номер	Содержание ПЭГ, %	Показатель β , %
1	–	55,1
2	1,0	80,9
3	3,0	87,7
4	5,0	90,2
5	7,0	89,3

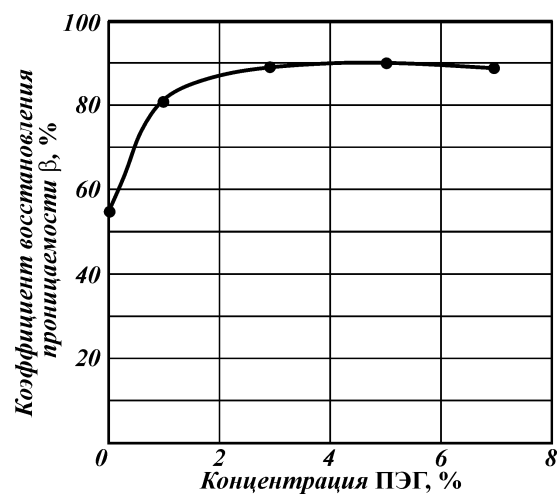
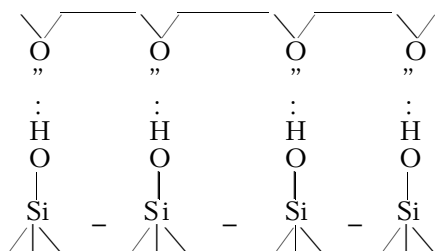


Рис. 4.9. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от концентрации ПЭГ в буровом растворе

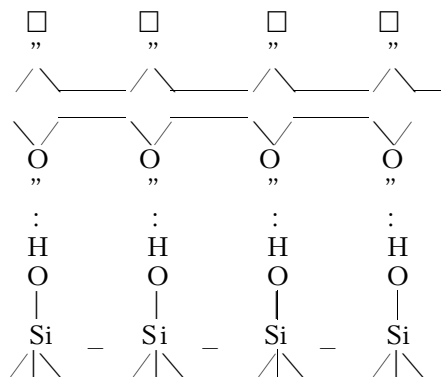
ляет гидрофобные свойства. На гидрофобный характер оксиэтильного звена указывают результаты адсорбции оксиэтилированных соединений на гидрофобных сорбентах [81], которая происходит в результате ван-дер-ваальсового взаимодействия между гидрофобной оксиэтильной частью и негидратированными участками поверхности.

При наличии гидрофильных поверхностей адсорбция оксиэтилированных соединений осуществляется за счет водородных связей между кислородом оксиэтильной группы и свободным водородом матрицы. В нашем случае это могут быть поверхностные силанольные группы $-\text{Si}-\text{OH}$ алюмосиликатных минералов. Тогда процесс адсорбции на них ПЭГ можно схематически представить следующим образом:



В результате Н-связывания создается специфическая гидрофобная пленка в виде прерывистых гидрофобных участков. При соприкосновении ее с олеофильным веществом (нефть, углеводороды и др.) последние будут распределяться градиентным образом вдоль молекулярной цепочки $-\text{OCH}_2\text{CH}_2\text{O}-$, гидрофобно с ней взаимодействуя.

Возвращаясь к табл. 4.6, следует отметить, что в условиях эксперимента 5%-ная концентрация ПЭГ, по-видимому, является предельной по степени гидрофобизации поровых каналов керна. При дальнейшем повышении содержания ПЭГ в растворе также растет и смачивающая способность гликольсодержащего фильтрата, характеризуемая краевым углом θ смачивания кварцевой пластинки (см. табл. 4.4). Увеличение содержания полиспирта выше 7 % уже практически не сказывается на снижении поверхностного натяжения фильтрата, однако за счет дополнительной адсорбции может произойти изменение характера смачивания поверхности – от гидрофобной к гидрофильной, что будет сказываться на значениях показателя β . Это изменение можно представить схемой:



Таким образом, адсорбция ПЭГ на бентонитовой поверхности приводит к значительной гидрофобизации глинистой фазы, что, в свою очередь, эффективно улучшает целый ряд важных технологических характеристик буровых растворов – водоотдачу, смазывающие свойства и др. Кроме того, надо также сказать, что снижение поверхностного натяжения на границе глинистой фазы с водной дисперсионной средой бурового раствора позволяет использовать подобные гликолевые растворы для повышения продуктивности скважин при вскрытии нефтеносных пластов.

Таблица 4.7

Состав и параметры различных буровых растворов

Тип коллектора, скважины	Раствор	
	Тип	Состав
Устойчивый карбонатный (глинистость 2–3 %)	Полигликолевый буровой раствор (ПБР)	Ингибирующая основа – полигликоль, KCl; стабилизирующая основа – ПАЦ или крахмал; смазочная добавка – ДСБ-4ТТ; гидрофобизирующая добавка – ПКД-515; утяжеляющая добавка (кольматант) – карбонат кальция
Неустойчивый заглинзированный (глинистость 8–9 %)	Полигликолевый биополимерный буровой раствор (ПББР)	Бактерицид – ГМТА; регулятор псевдопластичности биополимер Кем-Х; стабилизирующая основа – ПАЦ или крахмал; ингибирующая основа – полигликоль, KCl; смазочная добавка – ДСБ-4ТТ; гидрофобизирующая добавка – ПКД-515; кольматант – карбонат кальция
Горизонтальная	Биополимерный (американская система Flo-Pro)	Бактерицид – M-1 Cide; диспергатор полимеров – лимонная кислота; регулятор псевдопластичности – биополимер Flo-Vis; стабилизирующая основа – крахмал Flo-Trol; регулятор pH – оксид магния; ингибирующая основа – KCl; кольматант – карбонат кальция
* Определяли при $T = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\Delta p = 3,5\text{ МПа}$ на фильтр-прессе НРНТ		
** При $\Delta p = 0,1\text{ МПа}$.		
*** При $\Delta p = 0,15\text{ МПа}$.		

Проведенные исследования позволили определить концентрационные пределы добавок ПЭГ в буровой раствор в размере 3–5 %. При 5%-ном содержании полигликоля обеспечивается также высокая смазочная способность бурового раствора.

Таким образом, поскольку геолого-технические условия проводки нефтяных скважин, в том числе горизонтальных, на территории Башкортостана во многом схожи, на основании проведенных исследований была предложена единая базовая рецептура полигликолевого бурового раствора для бурения и заканчивания скважин, включающая 5–20 % глины; 3–5 % полигликоля, 0,1–0,5 % стабилизатора (КМЦ, полианионная целлюлоза, крахмал), 0,5–2 % понизителя вязкости (оксил, ФХЛС), 0,2–1 % смазочной добавки (СТМ + МЭА + оксаль;

Параметры раствора								
ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	рН	α	$k_{тр}$	$\frac{\sigma}{mH}$, м
1,02–1,6	20–65	3–4/7–9*	7–15	10–20	8,5–9	3–4	0,07–0,09	1–5
1,0 1,02–1,05	41 32–50	4/∞* 3–4/8–10*	17 10–18	29 16–30	8,5 8,5–9	3,5 3–4,5	0,08 0,07–0,09	3,5 1–5
1,03–1,05	40–50	5,5–6**/10–11***	14–18	25–32	8,3	–	–	–
модели 107С.								

ЛТМ/ПЭГ; СТМ + МЭА + ПЭГ), а также карбонат (мел) до требуемой плотности.

Эта рецептура была утверждена регламентирующим документом СТП 03-28 – 98 “Технология приготовления и применения полигликолевого ингибированного бурового раствора для бурения и заканчивания скважин” от 29.06.1998 г.

Система ПЭГ-раствора, включающая приведенный выше базовый состав и 3–5 % хлористого калия, защищена российским и международным патентами [82, 83].

Для бурения ГС в зависимости от типа коллектора разработан ряд модификаций полигликолевых растворов.

Состав и показатели физико-химических свойств полигликолевого раствора для устойчивых карбонатных коллекторов месторождений Башкортостана приведены в табл. 4.7.

Стабилизирующую основу полигликолевого раствора составляют модификации полианионной целлюлозы или крахмала, устойчивые к воздействию полиминеральных вод.

В качестве смазочной добавки, улучшающей условия прохождения бурильного инструмента в искривленном участке и в горизонтальном стволе, применяется смазка полифункционального действия на основе талловых масел и оксаля ДСБ-4ТТ.

Характеристика фильтратов подтверждает высокую нефтесмачивающую способность полигликолевого раствора, однако для снижения величин межфазного натяжения в раствор желателен добавление специальных продуктов типа ПКД-515. Адсорбируясь на поверхности поровых каналов, ПАВ гидрофобизируют ее, изменяя характер смачиваемости поровых каналов, а концентрируясь на границе раздела фаз нефть – фильтрат, снижает поверхностное натяжение. В этом случае капиллярные силы, развиваемые на границе раздела фаз нефть – фильтрат, будут направлены в сторону ствола скважины, что способствует более полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

В указанной системе раствора полигликоль, помимо отмеченных выше функций, обеспечивает удовлетворительные ингибирующие свойства. Полигликоль, ДСБ-4ТТ и ПКД-515 каждый в отдельности и суммарно взятые обеспечивают величину увлажняющей способности на достаточно низком уровне ($\Pi_0 = 4,2$ см/ч), поскольку образующаяся при фильтрации корка препятствует диффузным процессам, т.е. поверхностной гидратации и капиллярной пропитке за счет гидрофобизации корки.

Полигликолевый раствор может быть приготовлен с исходной плотностью 1,0–1,02 г/см³. Однако при необходимости создания противодействия на пласт предусмотрено применение кислоторастворимого и адгезионно-неактивного модифицированного карбоната кальция (МКК). Технология получения МКК разработана и запатентована совместно с работниками АО “Сода” (г. Стерлитамак) [84].

Для бурения ГС в неустойчивых заглинизированных коллекторах, характерных для Западной Сибири, разработана и запатентована¹ система полигликолевого биополимерного бурового раствора (ПББР), не содержащая глинистой фазы.

Основу ПББР составляет высокоразветвленный биополимер, обеспечивающий псевдопластичные реологические свойства с

¹Приоритет Роспатента по заявке № 200110588/2 от 03.04.01.

ламинарным режимом течения, что предотвращает эрозионный размыв стенок рыхлого заглинизированного коллектора. Благодаря уникальным реологическим свойствам ПББР создаются оптимальные условия для поддержания частиц выбуриваемой породы во взвешенном состоянии и выноса шлама из горизонтального участка ствола.

Поскольку применяемые в указанной системе раствора реагенты полисахаридной природы (биополимер, крахмал) подвержены ферментации и разложению, в состав раствора входит бактерицид, подавляющий жизнедеятельность аэробных и анаэробных бактерий. Дозировка бактерицида позволяет сохранять необходимое качество полигликолевого биополимерного раствора в течение запланированного периода бурения горизонтального ствола. Остальные компоненты полигликолевого биополимерного раствора те же, что и рассмотренного выше полигликолевого раствора.

Состав и свойства полигликолевого биополимерного раствора приведены в табл. 4.7. Из анализа приведенных данных очевидно, что у ПББР при плотности $1,0 \text{ г/см}^3$ (при отсутствии в составе дисперсной фазы) показатель фильтрации по ВМ-6 имеет относительно низкую величину – 4 см^3 за 30 мин. Однако в забойных условиях (при $T = 85^\circ\text{C}$ и $\Delta p = 3,5 \text{ МПа}$) такой раствор имеет бесконечно большую величину показателя фильтрации, что, очевидно, вызовет серьезные проблемы при проводке горизонтального ствола и освоении скважины. Этот факт убедительно свидетельствует о том, что в состав бурового раствора, даже содержащего высокоэффективные стабилизаторы, должно обязательно входить минимальное количество дисперсной коагулирующей фазы для создания при взаимодействии с другими компонентами тонкой малопроницаемой (гидрофобизирующей) корки.

Благодаря модифицированной поверхности применяемого в рассматриваемых полигликолевых системах карбоната кальция обеспечивается его синергетическое взаимодействие с компонентами раствора. Данные, приведенные в табл. 4.7, показывают, что за счет небольшой добавки модифицированного карбоната кальция (до плотности $1,02\text{--}1,03 \text{ г/см}^3$) ПББР имеет относительно низкую фильтруемость в забойных условиях (в отличие от ПББР без твердой фазы).

Были проведены эксперименты по определению коэффициента восстановления проницаемости кернов β , взаимодействовавших с фильтрациями полигликолевого и полигликолевого биополимерного растворов. При этом использовали керны из скважины Менеузовского (глинистость 2–3 %, Башкортостан)

Таблица 4.8

Влияние буровых растворов на коэффициент восстановления проницаемости (β) кернов из скважин различных месторождений

Месторождение	Тип коллектора	Глинистость, %	Тип раствора	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²		β , %
				$k_{\text{нач}}$	$k_{\text{кон}}$	
Менеузовское	Карбонатный	2–3	ПБР + 3 % KCl	120,3	110,6	92,0
Кирско-Котты́нское	Рыхлый песчаник	2–3	ПБР	420,5	337,6	80,3
		8–9	ПББР + 3 % KCl	8,3	7,8	94,0
		8–9	ПББР	30,4	26,5	87,2

и Кирско-Котты́нского (глинистость 8–9 %, Западная Сибирь) месторождений. Результаты экспериментов обобщены в табл. 4.8. Показано, что степень загрязнения кернов в среде полигликолевого раствора составляет 8–20 %, а в среде полигликолевого биополимерного – 6–13 %. Причем растворы на полигликолевой основе, содержащие в составе хлористый калий, оказывают меньшее загрязняющее действие независимо от типа коллектора. Этот вывод совпадает с данными ряда исследователей (В.Н. Кошелев, В.А. Куксов), полученными для других систем буровых растворов [85].

Для сравнения изучены также свойства системы биополимерного раствора Flo-Pro, разработанного компанией “M-1 Drilling Fluids” (США) и нашедшего применение при бурении горизонтальных скважин в Западной Сибири (см. табл. 4.7). Сопоставительный анализ экспериментальных данных позволяет сделать вывод, что системы растворов полигликолевого биополимерного ПББР и Flo-Pro близки по показателям физико-химических свойств. Следует подчеркнуть, что разработанная система полигликолевого биополимерного раствора базируется на применении российских реагентов и материалов, за исключением биополимера.

4.3.4. КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Исследования отечественных и зарубежных ученых, а также промысловый опыт убедительно показывают, что продуктивность скважин во многом зависит от качества технологических операций при их заканчивании: первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, крепления обсадной колонной и освоения скважины. При проведении указанных операций

продуктивный пласт подвергается воздействию различных дисперсных систем (буровой и тампонажный растворы, перфорационная жидкость и др.), что приводит к загрязнению призабойной зоны пласта (ПЗП).

При первичном вскрытии снижение проницаемости коллектора обусловлено в основном кольтмацией пористой среды твердыми частицами бурового раствора, а также повышением водонасыщенности ПЗП в результате проникновения большого количества фильтрата. Эти отрицательные факторы усугубляются при использовании утяжеленных буровых растворов, когда вскрытие продуктивного пласта производится при значительных репрессиях на пласт. При этом причиной применения для указанной цели неоправданно утяжеленных буровых растворов часто является наличие в разрезе скважины выше-залегающих высоконапорных водопроявляющих пластов, что характерно, например, для месторождений северо-запада Башкортостана. В качестве иллюстрации этого факта в табл. 4.9 приведены значения пластовых давлений и репрессий на продуктивные пласты при заканчивании скважин на Арланской и Новохазинской площадях Уфимского УБР. Как видно из анализа данных табл. 4.9 (за исключением скв. 3572д, 4486д, 3869

Таблица 4.9

Значения пластового давления и репрессии при первичном вскрытии продуктивных пластов в НГДУ "Арланнефть" и "Южарланнефть"

Площадь	Номер скважины	Давление в пласте, МПа		Глубина залегания водопроявляющего пласта, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Гидростатическое давление столба бурового раствора на продуктивный пласт, МПа	Репрессия на продуктивный пласт, МПа	Объект эксплуатации
		продуктивном	водопроявляющем					
Арланская	11494	4,2	6,9	460	1,42	11,3	7,1	C ₂ ²
	11662	6,5	5,6	540	1,40	11,4	4,9	"
	11664	5,7	5,8	490	1,36	10,7	5,0	"
	11665	4,1	6,2	570	1,40	11,3	7,1	"
	7243	8,5	6,3	474	1,52	18,8	10,3	"
Новоха- зинская	3572д	10,4	7,0	600	1,60	20,7	10,3	C ₁ ^{2н}
	4853	5,5	7,6	582	1,64	19,0	13,5	"
	4486д	10,2	7,0	670	1,48	20,5	10,3	"
	3869	9,4	7,4	953	1,36	16,9	7,5	"
	5630	9,1	5,4	380	1,65	20,7	11,6	"

и 5630, вблизи которых расположены нагнетательные скважины), у большинства скважин отмечаются низкие пластовые давления (4,2–6,5 МПа), что характерно для залежей на позднем этапе развития. Как известно, к рассматриваемому периоду времени из месторождений Башкортостана извлечено около 80 % начальных извлекаемых запасов нефти [86]. На наиболее крупных нефтяных месторождениях (Тумазинском, Арланском, Шкаповском, Сергеевском) и многих небольших по запасам приступили к заключительной стадии разработки. В связи с этим актуальной задачей для таких месторождений является использование при заканчивании скважин бурового раствора с низкой плотностью, позволяющего осуществлять вскрытие при равновесном дифференциальном давлении или при минимальной репрессии на продуктивный пласт.

Однако, как следует из приведенных данных в табл. 4.9, фактические величины репрессий довольно значительные – от 4,9 до 13,5 МПа. Вскрытие продуктивных пластов в таких условиях приводит, как правило, к удлинению сроков освоения скважин и снижению их продуктивности. Процесс крепления скважины эксплуатационной обсадной колонной, представляющий собой следующий этап заканчивания скважины, также проходит при высоких репрессиях на продуктивный пласт из-за высокой плотности цементного раствора ($1,82\text{--}1,86\text{ г/см}^3$) и необходимости поднятия его за колонной на большую высоту. Под влиянием указанной репрессии в продуктивный пласт поступает значительный объем фильтрата цементного раствора, который, как отмечалось, может существенно снижать проницаемость коллектора.

Следующая технологическая операция по заканчиванию скважин – вторичное вскрытие (перфорация) согласно серийной технологии, принятой в АНК «Башнефть», производится в среде технической или пластовой минерализованной воды. Если пластовое давление продуктивного коллектора низкое, то под действием репрессии, создаваемой столбом перфорационной жидкости в скважине, она также поступает в коллектор, ухудшая его фильтрационно-емкостные свойства.

Совместно с Б.З. Кабировым, В.С. Асмоловским и другими исследователями разработана комплексная технология заканчивания (КТЗ) скважин, которая связывает перечисленные выше операции в единый технологический процесс, что позволяет существенно улучшить качество вскрытия залежей, находящихся на позднем этапе развития [87]. Суть КТЗ заключается в следующем. Из-под кондуктора скважину бурят долотами диаметром 215,9 мм с промывкой технической водой. При на-

личии в разрезе скважины высоконапорных водопроявляющих пластов углубление скважины ведут до кровли продуктивного пласта с промывкой утяжеленным глинистым раствором плотностью, исключающей перетоки пластовых флюидов в скважину. Затем спускают техническую колонну диаметром 168 мм с подъемом цементного раствора до устья.

Вскрытие продуктивного пласта производится долотом диаметром 146 мм с промывкой буровым раствором пониженной плотности, позволяющим вскрывать коллектор (с учетом пластового давления) “на равновесии” или с минимальной репрессией. Затем интервал продуктивного пласта перекрывают хвостовиком диаметром 114 мм, специальная конструкция которого предотвращает попадание цементного раствора в продуктивный пласт. В некоторых случаях (при высоком пластовом давлении) цементируют хвостовик по обычной технологии с подъемом цементного раствора на 80–100 м выше низа колонны. Поскольку столб цементного раствора в данном случае небольшой, его гидродинамическое давление компенсируется пластовым и репрессия на продуктивный пласт минимальная.

Вторичное вскрытие (перфорацию) производят в условиях минимальной репрессии или даже при отрицательном дифференциальном давлении.

Предложенная комплексная технология заканчивания скважин внедряется в АНК “Башнефть” с 1997 г.

В разработанной КТЗ один из главных составляющих элементов – система бурового раствора пониженной плотности, при которой полностью предотвращается или имеет место минимальное проникновение компонентов раствора в ПЗП. Примером такой системы может служить полигликолевый малокарбонатный раствор ПМКР (табл. 4.10), а также в качестве альтернативы – состав [88] безглинистого полимерполигликолевого раствора (БППР).

В основе получения системы безглинистого полимерполигликолевого раствора лежит реакция взаимодействия полимерполигликолевого основания с комплексообразующим катионом алюминия неорганических солей: $AL_2(SO_4)_3$, $AL_2(OH)_5Cl$ и др.

В результате такого взаимодействия образуется коагуляционная структура с тиксотропными свойствами за счет сшивки молекулярных цепей полимера поперечными связями, очевидно, по карбоксильным ($-COOH$) группам.

В табл. 4.11 приведены состав и показатели БППР, приготовленного на пресной и пластовой воде из Арланского месторождения.

í ÷ · Î Ë ^ ÷ 4.10

Состав и свойства полигликолевого малокарбонатного раствора

Состав, % (массовая доля)					Показатель							
Глина	ПАЦ-НВ	ПАЦ-ВВ	Na ₂ CO ₃	ПЭГ	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	η _{пл} , мПа·с	τ ₀ , дПа	рН	κ _{тр}	σ, мН/м
5	–	–	0,5	–	1,03	16	–	10,2	9,1	8,2	0,357	46,6
5	0,4	0,14	0,5	–	1,03	20	6	16,2	28,5	8,5	0,294	–
5	0,4	0,14	0,5	3	1,03	24	4	18,6	32,5	8,7	0,111	11,3
5	0,4	0,14	0,5	5	1,02	28	3	22,2	38,8	8,8	0,097	9,7

í ÷ · Î Ë ^ ÷ 4.11

Состав и свойства безглинистого полимерполигликолевого раствора

Номер раствора	Состав				Показатель						
	ПАА	Al ₂ (SO ₄) ₃	Оксихлорида алюминия	ПЭГ	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	CHC _{1/10} , дПа	η _{эф} , мПа·с	рН	κ _{тр}
1	0,1	0,03	–	–	1,00	17	13	0/0	3,2/3,1	7,0	0,284
2	0,2	0,03	–	–	1,00	19	12	0/0	4,6/3,3	7,1	0,251
3	0,4	0,03	–	–	1,00	22	10	0/0	5,3/4,7	7,3	0,231
4	0,4	0,05	–	–	1,00	21	8	0/0	5,2/4,6	7,0	0,238
5	0,3	0,04	–	–	1,00	20	11	0/0	5,8/4,9	7,5	0,244
6	0,3	0,04	–	3	1,00	23	8	2,4/3,7	13,1/10,1	7,6	0,221
7	0,3	0,04	–	5	1,00	26	6	2,9/4,2	15,2/9,4	7,9	0,215
8	0,3	0,04	–	–	1,10	26	8	0/0	8,1/6,4	6,8	0,252
9	0,3	0,04	–	3	1,10	32	5	3,1/4,4	15,4/8,8	7,0	0,244
10	0,3	0,04	–	5	1,09	36	3	3,9/5,2	16,0/9,8	7,1	0,232
11	0,3	0,04	–	10	1,08	38	3	4,8/6,4	18,4/10,1	7,3	0,219
12	0,3	–	0,04	–	1,00	22	7	0/0	7,0/5,1	7,2	0,247
13	0,3	–	0,04	3	1,00	26	5	3,6/5,2	14,8/8,7	7,8	0,230
14	0,3	–	0,04	5	1,00	30	4	4,9/6,1	16,7/8,9	8,1	0,222
15	0,3	–	0,04	–	1,10	31	5	2,4/3,8	10,8/9,1	6,9	0,238
16	0,3	–	0,04	3	1,10	34	4	4,8/6,9	13,4/8,6	7,1	0,230
17	0,3	–	0,04	5	1,10	38	3	5,4/7,9	16,8/8,3	7,3	0,221
18	0,3	–	0,04	10	1,08	45	3	6,9/8,2	19,5/9,7	7,6	0,216

Примечания: 1. Растворы 1–7 и 12–14 приготовлены на пресной воде, а растворы 8–11 и 15–18 – на пластовой.
2. Значения вязкости η_{эф} в числителе при частоте вращения вискозиметра 100 с^{–1}, в знаменателе – при 10 000 с^{–1}.

Эффективная вязкость БППР при низких скоростях сдвига ($<100 \text{ с}^{-1}$) существенно выше по сравнению с этим же показателем, измеренным при высоких скоростях сдвига ($10\,000 \text{ с}^{-1}$). В БПР без ПЭГ отмеченные эффекты выражены весьма слабо. Эти данные свидетельствуют о том, что в условиях бурящейся скважины БППР, выходя из насадок долота, будет разжижаться интенсивнее, чем БПР, что обуславливает эффективную очистку забоя от разбуриваемой породы. В затрубном пространстве структура раствора восстанавливается, способствуя хорошему выносу шлама из скважины.

4.4. èêàà Öç Öç à Ö èé ã à Àã à äé ãÖÇõ ĩ êĂëÍÇé êé Ç
èêà Àîê Öç à à ë ä ÇĂŪ à ç Ç Ăçă “ĂĂò ç Őî í ú”

Основная часть запасов нефти Башкортостана (более 85 %) сконцентрирована в двух терригенных толщах – девонской и каменноугольной [86]. В девонской толще развито пять продуктивных горизонтов (DV – DI), представленных в основном кварцевыми песчаниками, в нижних пластах содержащими глинистый минерал (пашийский, кыновский горизонты).

На севере Башкортостана выявлено много залежей в карбонатах среднего карбона (башкирский ярус, верейский и каширо-подольский горизонты), в литологическом отношении представленных известняками.

187

табл. 4.12

Элемент буровой колонны	Диаметр, мм	Глубина, м
Направление	426	65
Кондуктор	324	270
Промежуточная колонна	245	700
Эксплуатационная колонна	146	1352 (1383)

ность поступления шлама, невелика, и допустимо использование турбулентного режима промывки. В этом случае требования к ингибирующим и реологическим свойствам менее жестки и может использоваться более простая система раствора, например полиэтиленгликолевый раствор, в некоторых случаях без специальных ингибирующих компонентов (KCl или K_2SiO_3).

Начиная с 1997 г. полигликолевый раствор использовался при бурении и заканчивании более 70 скважин, в том числе на Арланской, Новокаханской, Николе-Березовской, Юсуповской, Илишевской, Туймазинской, Кунгакской, Кудашевской и других площадях, вскрываемых как вертикальными, так и горизонтальными стволами, а также при строительстве боковых стволов.

Ниже приведены результаты испытаний полигликолевого раствора на Югомаш-Максимовской площади, как наиболее характерной для описываемых геолого-технических условий и на которых собран наиболее корректный и полный базовый материал.

На Югомашевском месторождении горизонтальными скважинами вскрывали башкирский ярус (средний карбон). Мощность нефтеносных отложений составляет 6–10,5 м, пористость – 0–13 %, проницаемость в среднем – 0,05 мкм². Ярус представлен желто-серыми, доломитизированными известняками; участками – сульфатированными глинами. Общая мощность яруса от 17 до 90 м [86].

Испытания полигликолевого раствора проводили при заканчивании скв. 4856, 4855 и 4852, которые бурили в одном кусте с применением конструкций, приведенной в табл. 4.12.

Раствор готовили на глинозаводе из местной комовой глины в гидросмесителе объемом 40 м³. Реагенты вводились в последовательности: кальцинированная сода – полигликоль – полианионная целлюлоза марки Celpol SL по идентичной рецептуре (0,6 % Na_2CO_3 , 3 % полигликоля, 0,2 % Celpol SL). Приготовленный раствор доставляли на буровые.

Номер скважины	4856	4855	4852
Интервал применения ПГБР, м	990–1383	970–1382	980–1352

В процессе бурения в связи с естественной убылью ПГБР на буровой готовили новые порции раствора, для стабилизации которого использовали реагент Celpol SL либо КМЦ. Для регулирования параметров вязкостных и структурно-реологических свойств применяли ФХЛС или ТПФН, а в некоторых случаях – БРЕГ (УЩР). Сведения о показателях ПГБР, обработанного различными реагентами, при проводке горизонтального ствола в скв. 4856, 4855 и 4852 приведены в табл. 4.13, 4.14.

До начала опытных работ на Югомашевском месторождении были пробурены на этом кусте три скважины (4846, 4847 и 4854) с промывкой глинистым раствором, стабилизированным КМЦ марки Finnfix-Bol. Для повышения смазочных свойств с целью улучшения прохождения бурильного инструмента в горизонтальном стволе и снижения прихватаопасности применяли графит. В указанных скважинах процесс бурения горизонтального участка сопровождался сильными осложнениями вследствие каверно- и осадкообразования. Нередко подъем бурильного инструмента производили с промывкой и отвинчиванием труб в шурфе. Время проработок горизонтального ствола от времени механического бурения в этих скважинах составило от 25 до 40 %.

Осложняющим фактором в скв. 4847 и 4854 явилось также снижение стабильности показателей бурового раствора при проявлениях пластовых вод, вызвавших частичную или полную смену бурового раствора и повышенный расход КМЦ.

В скв. 4856, 4855 и 4852, где применялся полгликолевый раствор, следует отметить улучшение выноса шлама, резкое сокращение затрат времени на проработку ствола, отсутствие сальников на инструменте и существенное (на 10–12 %) снижение нагрузок на крюке при подъеме инструмента, что, конечно, характеризует высокие смазочные свойства предложенной системы.

В скв. 4856 в процессе смены раствора его вязкость возросла от 30 с до 80 с (см. табл. 4.13). В результате интенсивной очистки и разбавления водным раствором ФХЛС параметры промывочной жидкости были приведены к нормативным величинам. В табл. 4.15 и 4.16 приведены данные бурения горизонтальных стволов на Югомаш-Максимовской площади с промывкой глинистым и полигликолевыми растворами. Анализ этих данных показывает, что в скважинах в которых применялся полгликолевый раствор, достигнуто увеличение механической скорости бурения и проходки на долото, благодаря чему было сэкономлено четыре долота.

$i \neq \cdot \hat{E} \neq 4.13$

Показатели полигликолевого раствора при бурении скв. 4855 и 4856 Югомаш-Максимовской площади

Глубина, м	Добавки реагентов							Показатели ПГБР						
	Полигликоль, м ³	Na ₂ CO ₃ , кг	Celvol SL, кг	ТПФН, кг	КМЦ, кг	ФХЛС, кг	БРЕГ, кг	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	CHC ₁ /10, дПа	pH	σ, мН/м	κ _{тр}
Скв. 4855														
970	4,5	1350	275	—	—	—	—	1,18	26–30	4–5	24/45	9	17,6	0,184
1007	—	—	—	100	—	—	—	1,17	26	5	23/42	9,5	—	—
1055	—	210	—	—	—	—	—	1,16	27	8,5	22/36	9,5	—	—
1113	—	210	—	—	—	—	300	1,23	62	4	41/78	9,5	—	—
1131	—	—	—	—	150	100	—	1,22	42	5	36/59	9,0	—	—
1135	—	150	—	—	—	—	—	1,22	31	5	28/42	9,5	20,3	0,193
1150	—	—	—	—	—	—	—	1,23	38	5	30/54	10,0	—	—
1179	—	180	75	—	—	—	—	1,21	28	5	26/37	9,0	—	—
1191	—	—	—	—	—	—	—	1,18	26	5	14/24	8,5	—	—
1220	1,5	180	—	—	300	—	—	1,19	23	5	15/26	10,0	11,8	0,181
1250	—	140	—	100	—	—	—	1,20	44	5	33/56	9,0	—	—
1280	—	210	—	—	—	—	200	1,22	73	6	51/93	9,0	—	—
1300	—	—	—	—	100	—	—	1,21	33	6	40/62	9,5	—	—
1346	—	240	—	—	—	200	—	1,23	41	5	48/69	9,0	—	—
1360	—	150	—	—	150	—	—	1,22	36	5	37/56	9,5	1,63	0,188
1380	—	—	—	—	—	—	—	1,22	32	6	17/31	9,5	—	—
1383	—	—	—	—	—	—	—	1,24	34	7,5	28/47	10,0	—	—
Скв. 4856														
990	5,0	1050	275	—	—	—	—	1,17	30	5	105/180	9	16,3	0,181
1022	—	—	—	—	—	200	—	1,13	80	6	61/123	8	—	—
1039	—	150	—	—	—	—	—	1,17	29	5	41/69	8	—	—
1048	—	—	140	—	—	—	—	1,17	30	5	44/76	8	—	—
1062	—	210	120	—	—	—	—	1,17	29	4	36/61	8,5	—	—
1080	—	—	120	—	—	400	—	1,18	52	5	42/73	9	—	—
1085	—	210	—	—	—	—	—	1,18	34	6	43/74	8	—	0,194
1110	—	150	65	—	—	—	—	1,17	33	5	40/69	9	19,9	0,187
1150	—	180	—	—	—	—	—	1,17	30	6,5	31/56	9	—	—

1171	—	150	—	50	—	—	300	1,17	69	6	46/83	8	—	—
1184	—	—	—	—	—	—	—	1,18	29	7	28/44	9	—	—
1188	—	210	120	—	—	—	—	1,18	33	7,5	32/53	9	—	—
1194	1,0	—	—	—	50	—	—	1,16	34	9	35/59	9	—	0,182
1205	—	150	100	50	—	—	200	1,17	49	6,5	37/62	9	—	—
1250	—	210	100	—	—	—	—	1,17	33	5,0	30/48	9	—	—
1310	—	120	—	—	—	200	—	1,17	66	7,0	64/84	9	—	—
1350	—	210	60	—	—	—	—	1,18	38	6,0	39/57	8,5	—	0,191
1381	—	—	—	—	110	—	—	1,17	32	5,0	33/48	9	—	—

$i \neq \hat{I} \ddot{E} \wedge \neq 4.14$

Показатели полигликолевого раствора при бурении скв. 4852 Югомаш-Максимовской площади

Глубина, м	Добавки реагентов					Показатели ПГБР						
	Полигликоль, м ³	Na ₂ CO ₃ , кг	Celpol SL, кг	Графит, кг	ФХЛС, кг	ρ, г/см ³	УВ, с	Φ, см ³	CHC ₁ /10, дПа	pH	σ, мН/м	κ _{тр}
980	3	—	250	1200	—	1,18	37	5,0	12/18	10	19,7	0,184
1010	—	—	—	—	—	1,18	26	6,5	18/34	8,5	—	—
1030	—	700	—	—	—	1,17	29	6,0	16/31	8,5	—	—
1050	—	—	—	—	—	1,18	28	5,5	14/27	9	—	0,197
1095	—	—	150	1500	—	1,18	26	5,5	11/19	10	—	—
1144	—	700	—	—	—	1,19	28	5,0	10/17	9,5	—	—
1197	3	—	—	—	—	1,18	26	5,0	9/15	10	16,4	—
1227	—	—	200	—	—	1,19	27	5,5	10/16	9,5	—	0,181
1250	—	—	—	—	200	1,20	37	5,0	13/20	10	15,7	—
1270	—	—	—	300	—	1,20	32	5,0	11/18	9,5	—	—
1290	—	—	150	—	—	1,20	30	4,0	9/19	9,2	—	—
1332	—	800	—	—	—	1,21	32	5,0	10/22	9,4	19,2	1,188
1352	—	—	—	—	—	1,21	33	6,0	11/18	9,5	—	—

$i \neq \cdot \hat{I} \ddot{E} \wedge \neq 4.15$

Сведения по горизонтальным скважинам, пробуренным на Югомаш-Максимовской площади с промывкой глинистым и полигликолевым растворами

Показатели	Номер скважины					
	4846	4847	4854	4856	4855	4852
Тип бурового раствора	Глинистый			Полигликолевый		
Интервал бурения горизонтального ствола, м	1128–1382	1220–1426	1138–1432	1122–1383	1129–1382	1131–1352
Длина горизонтального ствола, м	254	206	294	261	253	221
Число долот	6	5	5	4	4	4
Проходка на долото, м	42,3	41,2	58,8	65,2	63,2	55,2
Механическая скорость бурения, м/ч	1,25	1,0	1,23	1,35	1,27	1,6
Время проходки, ч	51	70	96	14	24	22
Мощность продуктивного пласта, м	6	3,5	2,7	2,5	3	2,4
Дебит нефти при освоении, м ³ /сут	21,6	5,4	5,1	20	16,2	22,8
Удельный дебит нефти, т/(сут·м)	3,6	1,54	1,88	8	5,4	9,5

Улучшенный вынос шлама, высокие смазочные свойства позволили сократить время бурения скважин с использованием полигликолевого раствора в среднем на 22 % (т.е. уменьшить продолжительность контакта бурового раствора с продуктивным пластом) как за счет более высоких скоростей бурения, так и снижения затрат времени на непроизводительные проработки ствола. При этом удалось существенно уменьшить расход реагентов и затраты на химическую обработку бурового раствора. Если принять затраты на химическую обработку раствора, отнесенные на 1 м проходки горизонтального ствола по скв. 4856 за 100 %, то увеличение этого показателя в скв. 4847, 4854 и 4846, где применялся глинистый раствор, составляет соответственно 68, 74 и 115 %. Явная экономическая выгода при использовании ПГБР объясняется, по-видимому, более высокой стабильностью его технологических свойств по сравнению с глинистым раствором, а также высокой эффективностью реагентов-стабилизаторов типа Celpol, превосходящих КМЦ, которая применялась при бурении в аналогичных скважинах. Особенно следует отметить, что в скважинах, законченных с промывкой полигликолевым раствором, удельный дебит нефти оказался в 3,26 раза больше по сравнению со скважинами-аналогами (см. табл. 4.15). Во время бурения горизонтальных стволов регулярно контролировали значения

$i \neq \hat{I} \hat{E} \neq 416$

Затраты на химическую обработку бурового раствора по скважинам, пробуренным на Югомаш-Максимовской площади

Наименование	Номера скважин					
	4846	4847	4854	4856	4855	4852
Тип бурового раствора	Глинистый			Полигликолевый		
Применяемые реагенты:						
Na ₂ CO ₃	$\frac{5}{3,25}$	$\frac{4}{2,6}$	$\frac{5}{3,25}$	$\frac{3}{1,95}$	$\frac{3}{1,95}$	$\frac{2,2}{1,43}$
NaOH	$\frac{0,3}{0,96}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$
КМЦ	$\frac{3,2}{40,0}$	$\frac{3,0}{37,5}$	$\frac{3,6}{45}$	$\frac{0,16}{2,0}$	$\frac{0,7}{8,75}$	$\frac{-}{-}$
Celpol-SL	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{1,1}{25,3}$	$\frac{0,35}{8,05}$	$\frac{0,75}{17,25}$
Полигликоль	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{6}{12}$	$\frac{6}{12}$	$\frac{6}{12}$
Графит	$\frac{2}{5,2}$	$\frac{2}{5,2}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{3}{7,8}$
ТПФН	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,2}{1,14}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,1}{0,57}$	$\frac{0,2}{1,14}$	$\frac{-}{-}$
ФХЛС	$\frac{3,6}{19,44}$	$\frac{3}{16,2}$	$\frac{8,8}{47,52}$	$\frac{0,8}{4,32}$	$\frac{0,3}{1,62}$	$\frac{0,2}{1,08}$
МАС-200	$\frac{0,1}{2}$	$\frac{0,05}{1}$	$\frac{0,06}{1,2}$	$\frac{0,07}{1,5}$	$\frac{0,005}{0,1}$	$\frac{0,02}{0,4}$
БРЕГ	$\frac{-}{-}$	$\frac{1,5}{3}$	$\frac{-}{-}$	$\frac{0,5}{1}$	$\frac{0,5}{1}$	$\frac{-}{-}$
Затраты на химобработку при бурении горизонтального ствола, млн руб.	70,85	66,64	96,67	48,64	34,61	39,96
Те же затраты на 1 м проходки горизонтального ствола, млн руб.	0,41	0,32	0,33	0,19	0,14	0,18
Примечание. В числителе для полигликоля – затраты в м ³ , для остальных реагентов – в т; в знаменателе для всех реагентов – в млн руб.						

поверхностного натяжения фильтрата бурового раствора. Среднее значение σ колебалось в пределах 11,6–13,8 мН/м, что (как и снижение продолжительности контакта раствора с продуктивным коллектором) способствовало повышению дебитов в экспериментальных скважинах. Это также свидетельствует о высокой эффективности заканчивания скважины, сохранности коллекторских свойств продуктивного пласта при

$i \neq \cdot \hat{I} \ddot{E} \neq 4.17$

Рост технико-экономических показателей горизонтального бурения при использовании полигликолевых растворов

Показатели	Площадь			
	Югомаш-Максимовская	Арланская	Ахметовская	Илишевская
Сокращение расхода реагентов, кратность	1,7	5,25	2,2	3,5
Увеличение проходки на долото, %	14	310	17	33
Снижение кавернозности, %	50	79	24	37
Рост фактического дебита скважин, кратность	1,26	1,8	—	2,3

использовании полигликолевых растворов. Экономия материальных затрат только по этим трем скважинам составила 870,84 тыс. руб. (в ценах 1998 г.).

Рост основных технико-экономических показателей бурения горизонтальных скважин по площадям, где представлялось возможным собрать материал по базовым скважинам, приведен в табл. 4.17.

Результаты показали, что полигликолевый раствор обладает комплексом положительных качеств:

реологическими свойствами, позволяющими обеспечить оптимальный вынос породы на поверхность и эффективную работу забойного двигателя;

высокими ингибирующими свойствами;

низким межфазным натяжением, что положительно влияет на нефтеотдачу продуктивного пласта;

высокими смазочными свойствами.

С 29.06.1998 г. в соответствии с СТП 03-28-98. “Технология приготовления и применения полигликолевого ингибированного бурового раствора для бурения и заканчивания скважин” заканчивание всех скважин, в том числе с горизонтальными стволами, в АНК “Башнефть” проектируется только с применением этой системы раствора.

4.4.2. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ БИОПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОСНОВЕ НОВОГО СИНТЕЗИРОВАННОГО ПОЛИСАХАРИДА

Промышленные испытания безглинистых биополимерных растворов (ББР) проведены в двух скважинах при вскрытии продуктивных отложений башкирского горизонта Таныпской

(скв. 256) и Кузбаевской (скв. 6378) площадей. Вскрытие продуктивных отложений осуществлялось роторным способом с использованием серийных долот типа 215,9СЗГВ, ГНУ РО5.

Безглинистый биополимерный раствор готовили непосредственно на буровой на основе концентрата-пасты под техническим названием Полимиксан. Товарный продукт содержал 4,2–5,6 % активного вещества. Технология приготовления раствора была следующей. Вначале в емкостях на основе смеси технической и пластовой воды плотностью 1,12–1,14 г/см³ готовили раствор с массовым содержанием Полимиксана 0,125 %. Затем раствор полисахарида обрабатывали сульфатом алюминия из расчета его массового содержания в общем объеме 0,05 %. Приготовленный безглинистый биополимерный раствор имел следующие параметры: $\rho = 1,12\div 1,14$ г/см³; УВ = 23÷26 с; $\Phi = 6\div 8$ см³, $\eta_{пл} = 10\div 14$ МПа·с, $\tau_0 = 18\div 22$ дПа, рН = 7,0÷7,2.

В скв. 256 Таныпская безглинистый биополимерный раствор применяли в интервале 1317–1455 м, а в скв. 6378 Кузбаевская – в интервале 1456–1551 м. Сведения об изменении параметров ББР в зависимости от глубины скважин приведены в табл. 4.18.

В процессе проводки указанных скважин параметры ББР отличались достаточно высокой стабильностью. В обеих скважинах производились работы с пластоиспытателем: в скв. 256 Таныпская при глубине 1381 м, а в скв. 6378 Кузбаевская при глубине 1501 м. При этом, несмотря на частичное разбавление

í ÷ · î Ë ^ ÷ 4.18

Показатели безглинистого биополимерного раствора при бурении скв. 256 и 6378

Номер скважины	Глубина, м	Добавка реагента, кг		Показатели ББР				
		Биополимер	Al ₂ (SO ₄) ₃	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	$\eta_{пл}$, МПа·с	τ_0 , дПа
256 Таныпская	1317	2500	50	1,13	25	7	12	22
	1358	–	–	1,14	20	10	8	17
	1381*	–	–	1,14	18	13	6	10
	1382	2000	40	1,14	22	8	9	16
	1455	–	–	1,16	20	11	6	11
6378 Кузбаевская	1456	3000	50	1,12	23	5	10	18
	1501*	–	–	1,10	19	8	5	9
	1503	2000	40	1,13	26	6	12	22
	1551	–	–	1,14	24	5	8	18

* При этой глубине проводились исследования с помощью испытателя пластов.

ББР минерализованной (пластовой) водой, его параметры изменились незначительно. Так, в скв. 256 показатель фильтрации увеличился от 10 до 13 см³, а в скв. 6378 – от 5 до 8 см³. Как показала практика, попадание пластовой воды в глинистый раствор, стабилизированный КМЦ, обычно вызывало резкое ухудшение показателей фильтрационных и структурно-реологических свойств вследствие коагуляции раствора. Характерной особенностью проводки скважин с промывкой безглинистым биополимерным раствором было отсутствие каких-либо осложнений. Бурильный инструмент спускали для очередного долбления без проработок: не отмечалось сужений ствола, зашламливания забоя, что свидетельствовало об удовлетворительном выносе шлама.

Установлено, что благодаря высоким смазочным свойствам ББР (специальных смазочных добавок в него не вводили), а также за счет хорошей очистки забоя и ствола скважины от шлама достигнуто улучшение показателей работы долот: в скв. 256 $\zeta_{\text{р}}$ и $v_{\text{ср}}$ увеличились соответственно на 34,5 и 13,6 % по сравнению с $\zeta_{\text{др}}$ и $v_{\text{ср}}$ аналога (скв. 257); в скв. 6378 – соответственно на 26,7 и 35,3 % по сравнению с соответствующими показателями аналога (скв. 6381).

В скв. 256 Таныпская проектная глубина (1455 м) была достигнута при показателе фильтрации ББР 11 см³ при отсутствии признаков снижения устойчивости ствола, что характерно и для скв. 6378 Кузбаевская. Кавернометрия показала в обеих скважинах практически номинальный диаметр ствола.

При освоении скв. 256 Таныпская затраты времени были на 3 сут меньше по сравнению со средним временем освоения скважин на этой площади, а удельный дебит оказался в 1,8 раза больше, чем в соседних скважинах, где применялся обычный раствор.

Скв. 6378 Кузбаевская после проведения заключительных электрометрических исследований была переведена в разряд нагнетательных.

Таким образом, проведенные испытания показали, что биополимерный безглинистый раствор обладает высокой стабильностью в присутствии полиминеральной агрессии; имеет высокую выносящую способность, обеспечивающую хорошую очистку ствола и предотвращающую осадкообразование; оказывает положительное воздействие на коллекторские свойства продуктивного пласта.

4.4.3. ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОЛИГЛИКОЛЕВЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА КИРСКО-КОТТЫНСКОЙ ПЛОЩАДИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Полигликолевые буровые растворы стали применяться с начала работ (1998 г.) на лицензионных участках АНК “Башнефть” в Западной Сибири. В соответствии с регламентом буровой раствор обрабатывали 3–4 % (массовая доля) полигликоля при бурении из-под кондуктора до проектной глубины. В качестве стабилизирующей основы использовали биологически и кислоторазлагаемые реагенты полисахаридной природы (производные КМЦ или крахмал). При бурении с промывкой полигликолевым раствором в интервале залегания сильнонабухающих пластичных глин отмечалось заметное снижение кавернозности ствола по сравнению со скважинами, в которых применяли обычный глинистый раствор.

На рис. 4.10 приведены кавернограммы скв. 5Р и 3Р, пробуренных с промывкой соответственно глинистым и полигликолевым хлоркалиевым (ПХБР) буровыми растворами. ПХБР был применен в интервале 570–1460 м. Данные кавернометрии свидетельствуют о том, что в большей части указанного интервала диаметр ствола скв. 3Р был близок к номинальному, за исключением интервалов 800–860 м, 1150–1170 и 1300–1360 м, где диаметры каверн приблизительно на 37 % превышали номинальный диаметр скважины.

В базовой скв. 5Р размеры каверн превышали номинальный диаметр от 40 до 87–128 %.

В скв. 186 и 198, в которых полигликолевый раствор применялся при бурении из-под кондуктора (с глубины 570 м) до проектной глубины, также отмечено практически отсутствие каверн (рис. 4.11).

Следует также отметить, что для скважин, где применялся полигликолевый раствор, характерно формирование против проницаемых участков ствола тонкой фильтрационной корки, благодаря чему снижается опасность прихватов бурильного инструмента.

Для оценки влияния полигликолевых растворов на продуктивность скважин были пробурены на Кирско-Коттынской площади в сопоставимых условиях (на одном кусте) три скважины:

- скв. 561 с промывкой полигликолевым раствором;
- скв. 559 – полигликолево-хлоркалиевым раствором;
- скв. 210 – глинистым раствором.

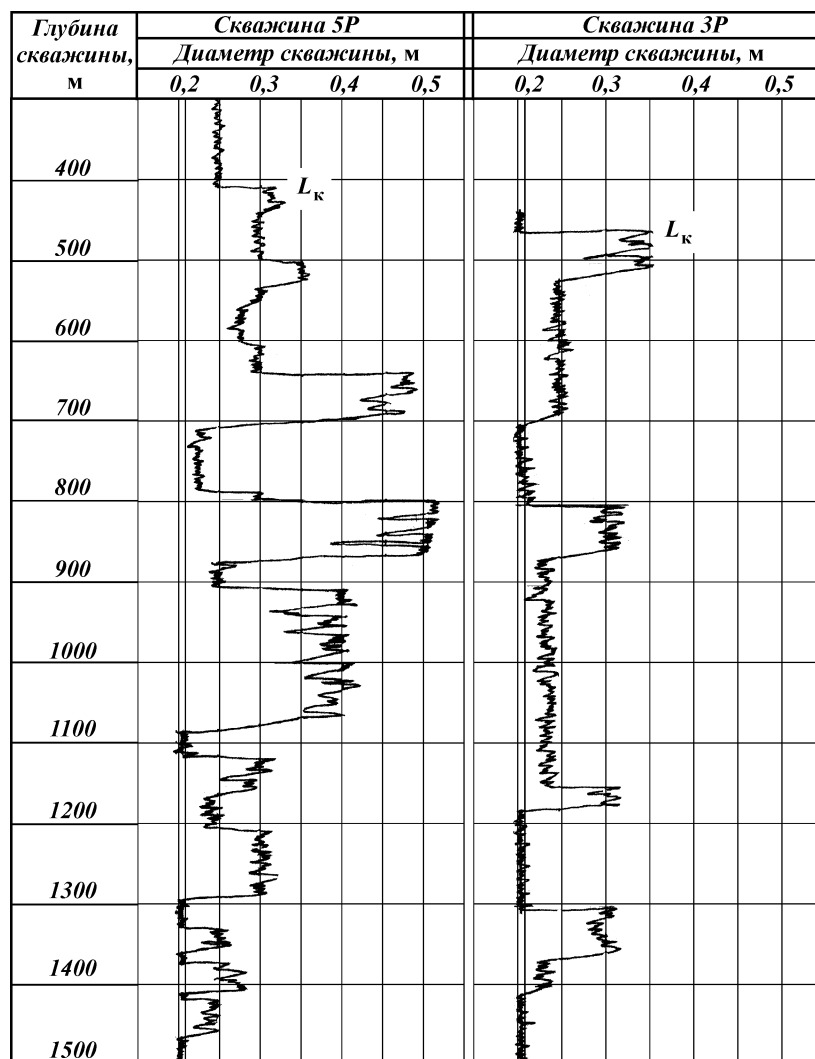


Рис. 4.10. Кавернограммы скв. 3Р и 5Р, пробуренных с промывкой полигликолевым и глинистым растворами на Кирско-Коттынской площади (L_k – глубина спуска кондуктора)

Во всех скважинах в качестве перфорационной жидкости использовался состав, содержащий 3 % (по массовой доле) хлористого калия и 2 % поверхностно-активного вещества комплексного действия ПКД-515.

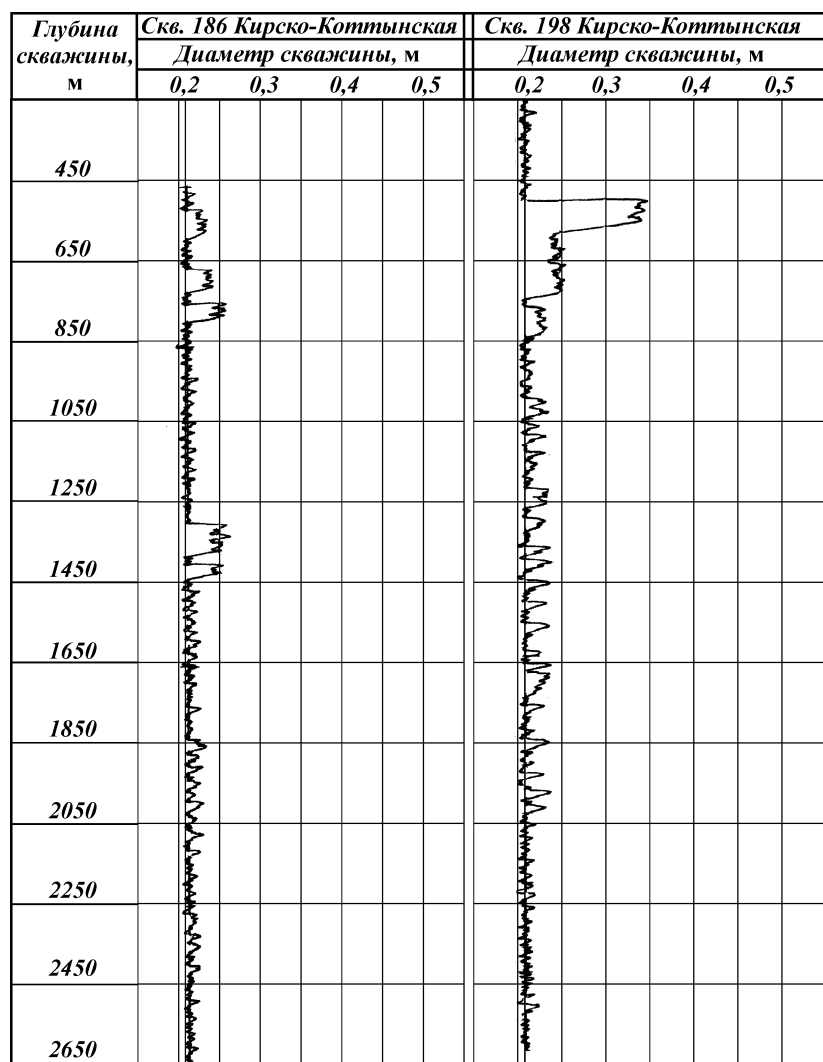


Рис. 4.11. Кавернограммы скв. 186 и 198, пробуренных с промывкой полигликолевым раствором на Кирско-Коттынской площади

В табл. 4.19 приведены сведения о вскрытой мощности продуктивного пласта, а на рис. 4.12 показано изменение удельного дебита нефти $q_{уд}$ по месяцам в 2000 и 2001 гг. в сравниваемых скважинах. Анализ зависимостей, приведенных на рис. 4.12, $\ddagger$, показывает, что в скв. 559, законченной с промывкой

$i \neq \cdot \hat{I} \ddot{E} \wedge \neq 4.19$

Основные сведения по заканчиванию скважин с применением различных типов буровых растворов

Номер скважины	Глубина спуска эксплуатационной колонны, м	Тип бурового раствора	Тип перфорационной жидкости	Интервал перфорации, м	Эффективная толщина продуктивного пласта, м	Продуктивный пласт
561	2805	ПГБР	KCl + ПКД	2717–2721; 2742,5–2749	10,5	J_1^1, J_1^3
559	2696	ПХКР	KCl + ПКД	2591–2607	16*	J_1^1
210	2594	Глинистый	KCl + ПКД	2497–2509; 2530–2534	16	J_1^1, J_1^3
* В сентябре 2000 г. в эксплуатацию дополнительно ввели пласт мощностью 12,5 м.						J_1^3

полигликолевым хлоркалиевым раствором, величина $q_{уд}$ за период времени январь – сентябрь неожиданно оказалась ниже, чем в других скважинах. Ранее экспериментами, проведенными на установке УИПК с использованием низкопроницаемых кернов из Кирско-Коттынского месторождения, было установлено, что у кернов, через которые фильтровали ПХКР, коэффициент восстановления проницаемости β был в среднем на 5–7 % выше, чем у полигликолевого раствора, и на 25–30 % выше, чем у глинистого с низким показателем фильтрации. Эти результаты лабораторных экспериментов были многократно подтверждены мировой практикой внедрения буровых растворов подобного типа.

Из сравниваемых скважин наиболее высокие значения $q_{уд}$ были получены в скв. 561, законченной с промывкой полигликолевым буровым раствором. В этой скважине по сравнению с базовой скв. 210 величина $q_{уд}$ была выше на 64–94 %. В текущем году удельные дебиты скв. 561 и 559 (см. рис. 4.12, ·), где применяли полигликолевый и полигликолевый калиевый растворы, также были значительно больше по сравнению с $q_{уд}$ скв. 210, пробуренной с промывкой глинистым раствором. Этому способствовали два фактора: низкое значение поверхностного натяжения фильтрата на границе с нефтью ($\sigma = 9 \div 12,1$ мН/м по сравнению с $\sigma = 6,6$ мН/м у глинистого раствора) и способность к гидрофобизации поровой поверхности керна, повышающей фазовую проницаемость по нефти.

Следует отметить, что характерной особенностью полигликолевых растворов, в том числе содержащих KCl, является низкая обводненность добываемой продукции, о чем свидетель-

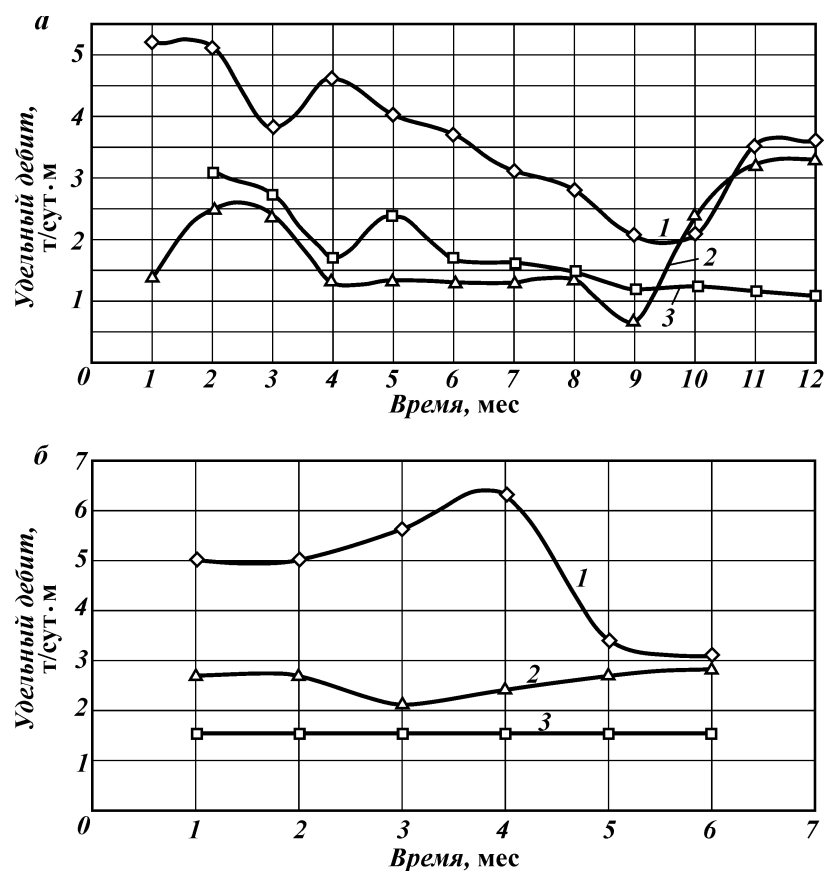


Рис. 4.12. Изменение удельного дебита во времени по скв. 210, 559, 561 за 2000 г. (±) и 2001 г. (· ·):
 1 – скв. 561, полигликолевый раствор; 2 – скв. 559, полигликолевый калиевый раствор; 3 – скв. 210, глинистый раствор

ствуют данные, приведенные на рис. 4.13. Так, в скв. 561 и 559 содержание воды в добываемой жидкости колебалось в течение 2000 г. от 1 до 5 %. В 2001 г. в скв. 559 обводненность продукции после февраля увеличилась с 3 до 12–15 %, в скв. 561 в течение января – апреля содержание воды в добываемой нефти было на уровне 1 %, а затем стало увеличиваться: в мае до 11 %, в июне до 32 %. Необходимо отметить, что низкая обводненность нефти отмечена в большинстве скважин, законченных с промывкой полигликолевыми растворами (скв. 186, 198, 211, 515 и др.). По-видимому, это связано с гидрофобными

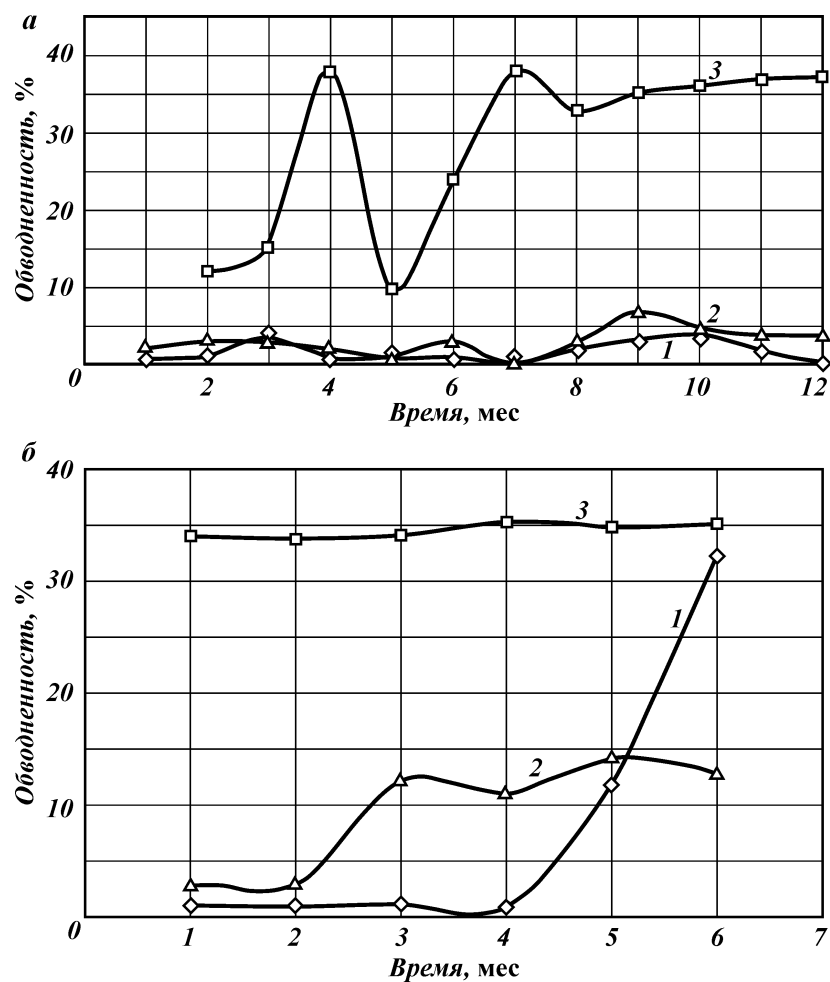


Рис. 4.13. Изменение обводненности продукции скважин в 2000 г. (♦) и 2001 г. (Δ):
 Обозначения см. рис. 4.12

свойствами полигликоля, обуславливающими изменение характера смачивания поровой поверхности коллектора. Однако полный механизм процессов, происходящих в коллекторе при взаимодействии с дисперсионной средой полигликолевых растворов, может быть установлен по мере накопления статистических данных.

В скв. 210, законченной с промывкой глинистым раствором,

$$i \neq \cdot \hat{I} \ddot{E} \wedge \neq 4.20$$

**Сведения о параметрах ПБР в зависимости от глубины скв. 188
Кирско-Коттынской площади**

Глубина, м	Параметры ПБМКР									
	ρ , г/см ³	УВ, с	Φ , см ³	$CHC_{1/10}$, Па	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	pH	α	$k_{тр}$	σ , мН/м
2530	1,020	29	3,0/10	0,9/1,4	7	15	9,8	3,0	0,080	3,47
2541	1,025	30	3,5/10	1,4/1,7	9	16	9,7	3,0	0,085	—
2548	1,030	28	4,5/11	1,3/2,4	12	18	9,6	3,5	0,080	6,34
2559	1,030	31	5,5/11	1,7/2,3	11	17	9,6	3,5	0,085	—
2568	1,035	30	4,0/11	1,8/2,5	10	16	9,6	3,0	0,090	4,72
2580	1,040	34	4,0/11	1,8/2,7	9	20	9,7	3,0	0,090	5,13

Примечания: 1. Значение Φ в числителе – при температуре 20 °С и давлении 0,1 МПа, в знаменателе – при температуре 85 °С и давлении 3,5 МПа. 2. Значение CHC в числителе – через 1 мин, в знаменателе – через 10 мин.

обводненность продукции после первого месяца эксплуатации в 2000 г. составляла 12 %, в последующем неуклонно повышалась и за период апрель – сентябрь составила от 33 до 38 %. В октябре из-за высокой обводненности эта скважина была остановлена для капитального ремонта. В 2001 г. в скв. 210 содержание воды было высоким и составляло 34–35 %.

Промышленные испытания БПР были проведены при заканчивании скв. 188 в интервале 2530–2580 м Кирско-Коттынского месторождения (Западная Сибирь). Учитывая низкое пластовое давление, в соответствии с рецептурой, приведенной в табл. 4.1, приготовили полигликолевый биополимерный раствор с исходной плотностью 1,02 г/см³ (за счет добавки 3,5 % карбоната кальция). Раствор не ингибировался ионами калия. Как показали испытания (табл. 4.20), полигликолевый биополимерный малокарбонатный раствор сохранял высокую стабильность показателей фильтрационных и структурно-реологических свойств.

Благодаря специфическим псевдопластическим свойствам БПР не отмечалось шламовых пробок при остановках циркуляции, а высокие смазочные свойства ($k_{тр} = 0,08 \div 0,09$; $\alpha = 3,0 \div 3,5$) позволили избежать затяжек инструмента. Следует отметить низкое значение межфазного натяжения на границе вода – нефть (3,47–6,34 мН/м). За счет высокой устойчивости ствола заключительный каротаж был проведен без осложнений, качественно и всего за 5 ч.

Таким образом, проведенные сравнительные испытания при заканчивании скважин на Кирско-Коттынском месторождении показали преимущества полигликолевых растворов, в связи с чем объем их применения необходимо увеличивать.



ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ¹

5.1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН-ХВОСТОВИКОВ В БС И РАСЧЕТ ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ НА УСТЬЕ И ЗАБОЕ СКВАЖИН

Процесс крепления хвостовиков в БС сопровождается специфическими особенностями:

- малые кольцевые зазоры между стенками скважины и обсадной колонной (в 2–3 раза меньше, чем в обычных наклонно направленных скважинах диаметром 215,9 мм);

- большая интенсивность набора кривизны ствола скважины, которая может достигать $10^\circ/10$ м и более;

- низкие давления в пластах, выработанных путем заводнения, и высокие в пластах, расположенных как выше, так и ниже продуктивных объектов.

В связи с указанными выше особенностями возникают дополнительные проблемы, требующие повышенного внимания:

- трудность прохождения колонн к забою;

- ограничения к жесткости колонны;

- опасность прорыва воды в скважину через интервал стыковки хвостовика с предыдущей колонной (колонной основного ствола), т.е. через голову хвостовика;

- возможность притока воды с забоя при открытом стволе;

- трудность размещения в затрубном пространстве каких-либо устройств (центраторов, якорей, пакеров);

¹Глава 5 написана совместно с Р.Ш. Рахимкуловым.

невысокая степень вытеснения глинистого раствора цементным;

более высокий уровень давлений в процессе продавливания, что может вызвать нарушение целостности пластов и поглощение цементного раствора (в том числе продуктивными пластами).

Поэтому большое значение приобретает управление реологическими и тампонажными свойствами растворов, физико-механическими характеристиками цементного камня и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве.

В связи с этим научно обоснованное проектирование и реализация гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков является важнейшим требованием для обеспечения надежности разобщения нефтеводоносных пластов при креплении БС (в условиях малых кольцевых зазоров и большой кривизны ствола) и максимальной их продуктивности.

Многочисленные исследования отечественных и зарубежных специалистов и производственная практика показывают, что максимальное замещение глинистого раствора тампонажным в заколонном пространстве происходит при турбулентном режиме его течения и использовании буферных жидкостей.

Для оценки достижения турбулентного режима определяет-ся критическая скорость восходящего потока.

Важно обеспечить турбулентный режим течения глинистого раствора, буферной жидкости и цементного раствора при прохождении их в интервалах продуктивных горизонтов, осложненных, как правило, кавернами, за весь период движения этих жидкостей в заколонном пространстве. На конечном этапе движения цементного раствора его течение может происходить при ламинарном режиме из-за роста давлений на устье скважины. Для фиксирования давления “стоп” скорость продавливания резко снижается, течение тампонажного раствора может происходить при “структурном” режиме, т.е. при практически не разрушенной (восстановленной) структуре. На этой скорости продавливается 0,5–1,0 м³ продавочной жидкости.

Ввиду малого объема продавочной жидкости при цементировании хвостовиков в БС цементировочные агрегаты должны быть установлены строго горизонтально. Определяемые временем крепления значения реологических параметров в расчетах берутся на конец продавки тампонажного раствора.

5.1.1. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАСТВОРОВ И ПРИНЦИПЫ ИХ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Реологические свойства буровых и тампонажных растворов проектируются и регулируются исходя из условий обеспечения турбулентного режима их движения в процессе цементирования обсадных колонн. Важнейшее значение имеет уменьшение предельного динамического напряжения сдвига тампонажного раствора $\tau_{0 \text{ тр}}$.

Величина этого параметра для бурового раствора ($\tau_{0 \text{ бр}}$) также должна быть минимальной для обеспечения вытеснения его из участков защемления эксцентрично расположенной колонной. Введением пластификаторов значения $\tau_{0 \text{ тр}}$ и $\tau_{0 \text{ бр}}$ могут быть уменьшены в 2–3 раза. При этом пластические вязкости растворов ($\eta_{\text{тр}}^*$ и $\eta_{\text{бр}}^*$) изменяются незначительно, так как они зависят в основном от концентрации твердой фазы (плотности растворов). Рецептура тампонажного раствора должна обеспечивать требуемые реологические параметры на конец продавливания. Необходимые для расчета реологические параметры растворов определяются по известной методике [80] с использованием ротационных вискозиметров “Реотест”, “Фэнн” и других типов с вращающимся внутренним цилиндром (рис. 5.1). Уменьшение значений реологических параметров растворов помимо повышения качества цементирования колонн приводит к снижению давлений на устье скважины и гидродинамических давлений на стенки скважин и продуктивный пласт при всех режимах их течения.

5.1.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ СКОРОСТЕЙ ПОДЪЕМА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ И ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ НА ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ КОНЦЕНТРИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН

Для равномерного заполнения тампонажным раствором заколонного пространства необходимо обеспечить концентричное расположение колонны-хвостовика в боковом стволе. Это важнейшее условие получения монолитного и качественного цементного кольца при креплении хвостовиков БС. Для этого необходимо рассчитать скорость подъема тампонажного раствора, при которой достигается турбулентный режим его движения в заколонном пространстве, и допустимые давления на устье и забое скважины.

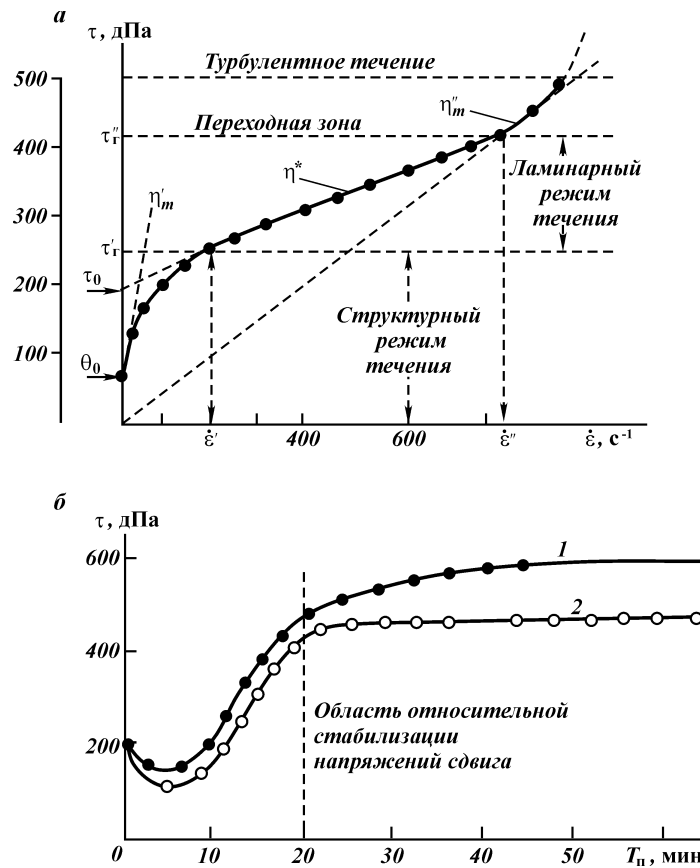


Рис. 5.1. Характерные реологические зависимости для раствора тампонажного цемента Стерлитамакского завода:

a – полная реологическая кривая, полученная на приборе РПЦ-1 УФНИИ (Башнипинефть): $B/C = 0,5$; удельная поверхность $s_{уд} = 3200$ см²/г; градиент скорости сдвига при перемешивании раствора в зазоре вискозиметра $\dot{\epsilon}_n = 350$ с⁻¹; продолжительность перемешивания $T_n = 20$ мин; *б* – кинетика структурообразования при постоянном значении $\dot{\epsilon}_n = 146$ с⁻¹; $B/C = 0,5$; 1 – $s_{уд} = 3900$ см²/г; 2 – $s_{уд} = 3200$ см²/г (наиболее распространенное значение $s_{уд}$); $\dot{\epsilon}$ – текущее значение градиента скорости течения (скорости сдвига); $\dot{\epsilon}_n$ – скорость сдвига при длительном перемешивании (течении) в зазоре вискозиметра; τ – текущее значение напряжения сдвига; η'_m – пластическая вязкость практически не разрушенной структуры; η^* – пластическая вязкость практически разрушенной структуры; η''_m – вязкость предельно разрушенной структуры; τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига; θ_0 – предельное статическое напряжение сдвига (прочность структуры); τ'_r , τ''_r – соответствующие граничные напряжения, определяющие области течения

Для практических гидравлических расчетов при цементировании колонн достаточно определить три параметра: θ_0 , τ_0 и η^* с помощью многоскоростных вискозиметров (6–12 скоростей вращения подвижного цилиндра). Значения θ_0 и η'_m могут быть использованы при расчете потерь давления в области течения с неразрушенной структурой, т.е. при структурном (“пробковом”) течении, а η''_m – для гидравлических расчетов в переходном режиме от ламинарного к турбулентному.

5.1.3. РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ПРОДАВЛИВАНИЯ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА В ЗАКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО И ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ

При проектировании процесса цементирования необходимо определять:

ожидаемые давления на забое скважин для оценки возможности гидравлического разрыва пластов $p_{\text{доп}}$ и противодействия на продуктивный пласт, который может отрицательно повлиять на дебиты нефти;

ожидаемые давления на устье скважины для оценки возможностей цементировочной техники, предотвращения аварийных ситуаций (порывов нагнетательной линии, колонн, преждевременного срабатывания цементировочных устройств и других нарушений технологии).

Оптимальные гидравлические режимы нагнетания тампонажных растворов в скважину определяются технологами в зависимости от требований надежности разобщения пластов, геологических условий, технологических возможностей оборудования и характеристик технических средств.

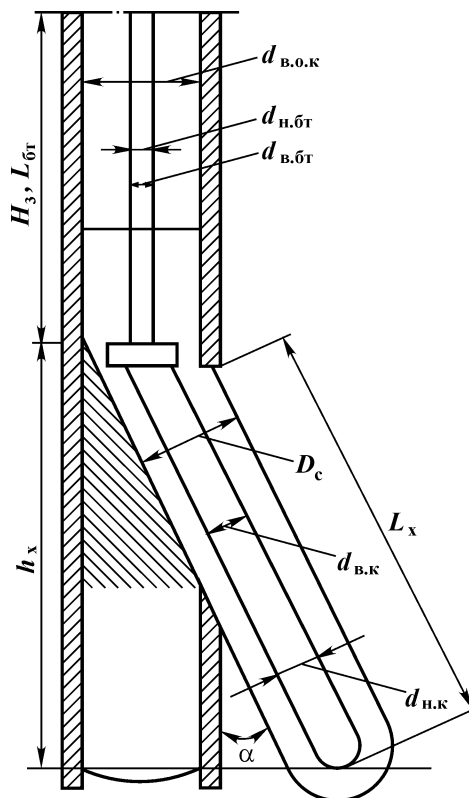
На рис. 5.2 приведена схема конструкции скважины для гидравлических расчетов. Условия цементирования хвостовиков в боковых стволах столь разнообразны, что невозможно создать единую графоаналитическую методику для всех возможных случаев. Поэтому ниже рассмотрена методика расчетов на примере двух наиболее распространенных конструкций скважин с БС с учетом проектируемых длин хвостовиков.

Приведенные ниже графические зависимости позволяют быстро оценить с достаточной для практики точностью параметры режимов цементирования, ожидаемые давления и запас прочности на гидравлический разрыв пласта $ЗП_{\text{грп}}$, который определяется по формуле

$$ЗП_{\text{грп}} = \frac{p_{\text{доп}}}{p_{\text{заб}}} = \frac{\Delta p_{\text{грп}} H_c}{p_{\text{заб}}}, \quad (5.1)$$

Рис. 5.2. Схема конструкции скважин с дополнительным (боковым) стволом для гидравлических расчетов:

$d_{в.о.к}$ – внутренний диаметр колонн основного ствола;
 $d_{н.бт}$, $d_{в.бт}$ – наружный (73 мм) и внутренний (52 мм) диаметры буровых труб соответственно; $d_{в.к}$, $d_{н.к}$ – внутренний и наружный диаметры колонны БС соответственно; H_3 – глубина забуривания БС; $L_{бт}$ – длина буровых труб; $L_x \approx H_3$; L_x – длина хвостовика; α – средний угол наклона БС



где $\Delta p_{грп}$ – градиент гидравлического разрыва пласта на данной площади или месторождении; H_c – глубина скважины по вертикали; $p_{заб}$ – забойное давление в конце цементирования.

Допускаемое давление на забой скважины. Это давление определяется из соотношения

$$p_{заб} < 1,10 p_{доп}. \quad (5.2)$$

Забойное давление определяется как сумма гидродинамических и гидростатических давлений:

$$p_{заб} = p_{гтр}^{зп} + p_{гбр}^{зп} + p_{гсз}, \quad (5.3)$$

где $p_{гтр}^{зп}$ – давление, расходуемое на гидравлическое сопротивление движению тампонажного (цементного) раствора в затрубном пространстве; $p_{гбр}^{зп}$ – то же, при движении бурового

раствора (специальной промывочной жидкости, т.е. обработанного бурового раствора); $p_{гсз}$ – гидростатическое давление столба жидкостей на забой,

$$p_{гсз} = 0,1(\rho_{тр}h_{тр} + \rho_{бр}h_{бр} + \rho_{бж}h_{бж}); \quad (5.4)$$

$h_{тр}$, $h_{бр}$, $h_{бж}$ – высота столбов соответственно тампонажного, бурового растворов и буферной жидкости в заколонном пространстве в рассчитываемый период продавливания тампонажного раствора.

Градиент давления разрыва пластов в зависимости от месторождения изменяется в пределах 0,015–0,0234 МПа/м. Для условий средней осложненности разреза можно принять $p_{доп} = 0,02$ МПа/м.

Если $p_{заб} < 1,10 p_{доп}$, то необходимо осуществить следующие мероприятия или одно из них:

уменьшить $\tau_{0 гр}$ и $\tau_{0 цр}$ с помощью пластификаторов;

увеличить объем буферной жидкости;

применить расхаживание колонны и вибровоздействие для снижения $Q_{тр}^*$;

Допускаемое давление на устье скважины. Общее давление на устье к концу цементирования хвостовиков $p_{общ}$ определяется как сумма потерь давления на гидравлические сопротивления $p_{гп}$ и разности гидростатических давлений столбов жидкости в колонне и заколонном пространстве $p_{гс}$ к концу цементирования:

$$p_{общ} = p_{гп} + p_{гс}, \quad (5.5)$$

где

$$p_{гп} = p_{гп}^{зп} + p_{гп}^{т}; \quad (5.6)$$

$$p_{гс} = p_{гс}^{зп} + p_{гс}^{к}. \quad (5.7)$$

Критические скорости течения бурового и тампонажного растворов и в кольцевом пространстве $v_{кзп}^*$ и трубах $v_{кт}^*$ для турбулизации их потока при концентричном положении труб определяются по формулам

$$v_{кзп}^* = \frac{Re_{кзп}^* \eta^*}{2\rho(D_c - d_{нт})} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2\rho\tau_0(D_c - d_{нт})^2}{3 Re_{кзп}^* \eta^{*2}}} \right]; \quad (5.8)$$

$$v_{\text{КТ}}^* = \frac{\text{Re}_{\text{КТ}}^* \eta^*}{2\rho(D_{\text{с}} - d_{\text{нт}})} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{2\rho\tau_0 d_{\text{вт}}^2}{3\text{Re}_{\text{КТ}}^* \eta^{*2}}} \right], \quad (5.9)$$

где $D_{\text{с}}$ – диаметр скважины; $d_{\text{нт}}$ – наружный диаметр труб (для колонны равного диаметра $d_{\text{нк}}$); ρ – плотность раствора (жидкости); τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига раствора (жидкости); η^* – пластическая вязкость раствора (жидкости).

Критическое число Рейнольдса $\text{Re}_{\text{к}}^*$ зависит в общем случае от вязкопластичных свойств жидкости. Для цементных растворов $\text{Re}_{\text{КТ}}^*$ при течении в трубах и кольцевом пространстве находится в пределах 2300–3000. По данным экспериментальных и теоретических исследований максимальное вытеснение глинистого раствора цементным достигается при $\text{Re}_{\text{к}}^* = 2500$ [90, 91].

Принимая коэффициент увеличения $\text{Re}_{\text{к}}^*$ относительно минимального значения (для гарантированного обеспечения турбулентного режима) равным 1,1, получаем $\text{Re}_{\text{к}}^* = 2500$.

При расчетах режимов движения и потерь давления значение $\text{Re}_{\text{к}}^*$ принимается одинаковым для труб и кольцевого пространства [34, 91].

Если позволяют геологические условия, то желательно обеспечить условие $v_{\text{бр}}^* < v_{\text{тр}}^*$ разбавлением или химической обработкой бурового раствора.

Критические расходы тампонажного раствора в концентричном кольцевом пространстве определяются по формуле

$$Q_{\text{тр к}}^* = \zeta_{\text{тр к}}^* F_{\text{зкп}}, \quad (5.10)$$

где $F_{\text{зкп}}$ – площадь кольцевого пространства,

$$F_{\text{зкп}} = 0,785 (D_{\text{с}}^2 - d_{\text{нк}}^2); \quad (5.11)$$

$D_{\text{с}}$ – диаметр скважины; $d_{\text{нк}}$ – наружный диаметр обсадной колонны-хвостовика.

Потери давления на гидравлические сопротивления при турбулентном режиме движения растворов определяют по известным формулам [92], принимая коэффициенты гидравлических сопротивлений λ (одинаковыми для кольцевого простран-

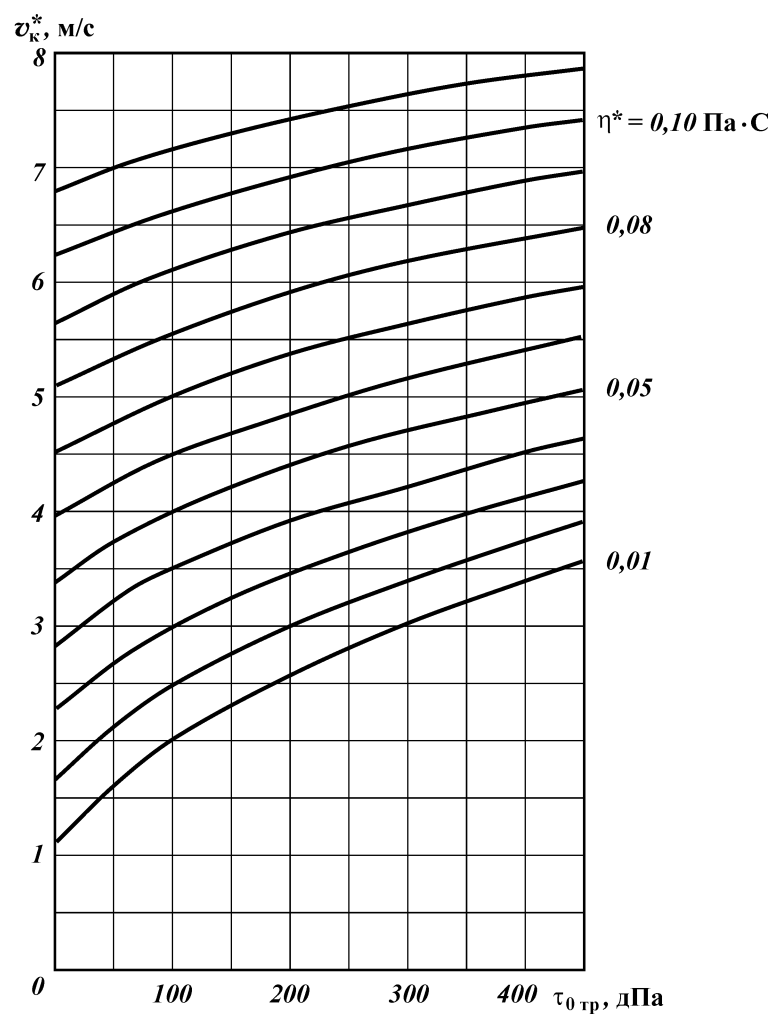


Рис. 5.3. Зависимость критической скорости восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве v_k^* от его реологических параметров при концентричном расположении колонны в скважине для конструкции A ($D_c = 124 \text{ мм}$, $d_k = 102 \text{ мм}$) при $Re_k^* = 2500$ и $\rho_{\text{тр}} = 1850 \text{ кг/м}^3$

ства и труб) равными 0,025 и 0,03 соответственно при течении бурового и тампонажного растворов.

Для двух распространенных конструкций скважин A ($D_c =$

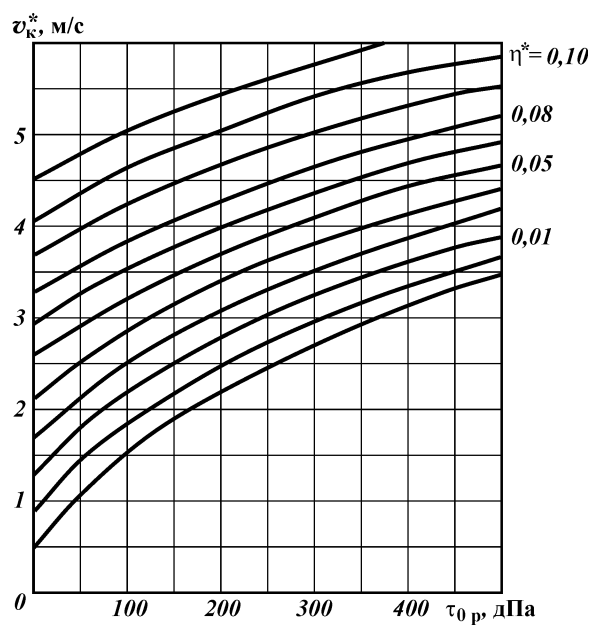


Рис. 5.4. Зависимость критической скорости восходящего потока тампонажного раствора в заколонном пространстве v_k^* от реологических параметров: при концентричном расположении колонны для конструкции B ($D_c = 146$ мм, $d_k = 114$ мм) при $Re_k^* = 2500$ и $\rho_{гр} = 1850$ кг/м³

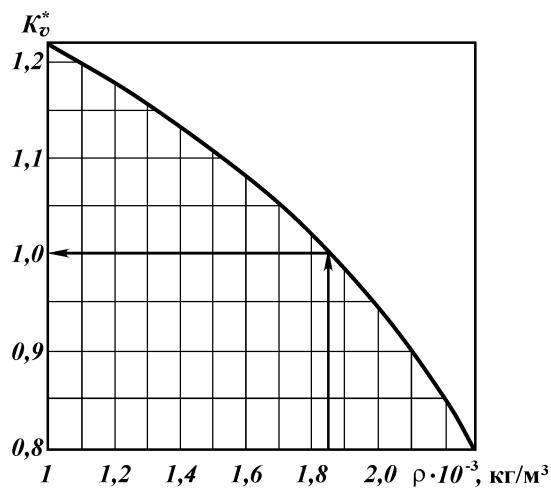


Рис. 5.5. График для определения поправочного коэффициента K_v^* к критической скорости в зависимости от плотности жидкости ρ

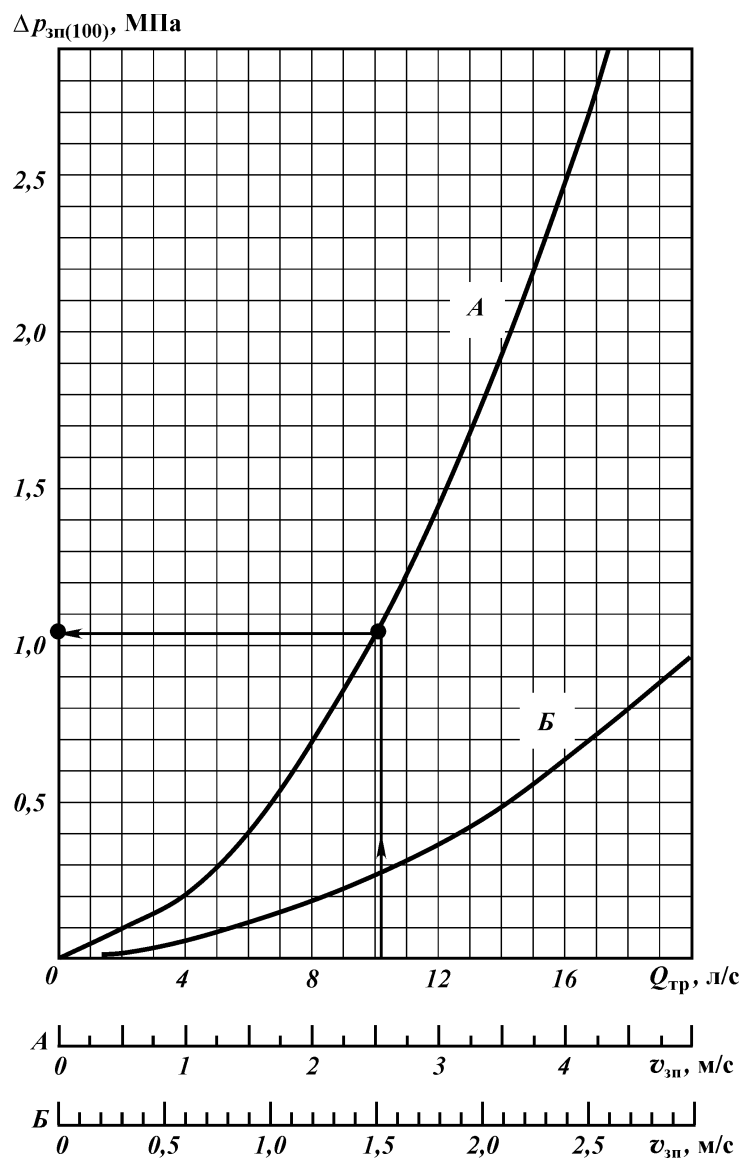


Рис. 5.6. Потери давления на гидравлические сопротивления при течении тампонажного раствора в кольцевом затрубном пространстве БС ($\Delta p_{3п}$) в турбулентном режиме (на 100 м длины) при концентричном расположении колонны-хвостовика ($\rho_{тр} = 1850 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,03$):
 $Q_{тр}$, $v_{3п}$ – расход и скорость течения раствора соответственно

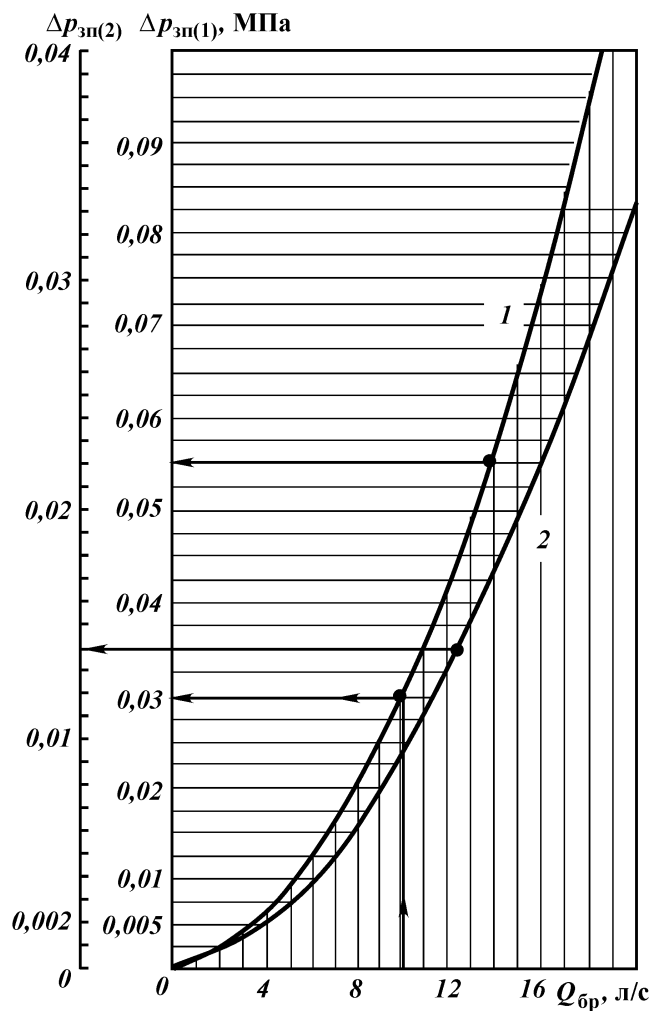


Рис. 5.7. Потери давления на гидравлические сопротивления в кольцевом пространстве выше зарезки БС при течении бурового раствора в турбулентном режиме (100 м длины):

1, 2 – в скважине, обсаженной 146 мм и 168 мм колонной соответственно; $Q_{бр}$ – расход бурового раствора; $\rho_{гр} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,025$

= 124 мм, $d_{нк} = 102 \text{ мм}$ и Б ($D_c = 124 \text{ мм}$, $d_{нк} = 114 \text{ мм}$) критические скорости определяют графоаналитическим методом, используя номограммы, представленные на рис. 5.3, 5.4 и 5.5, а

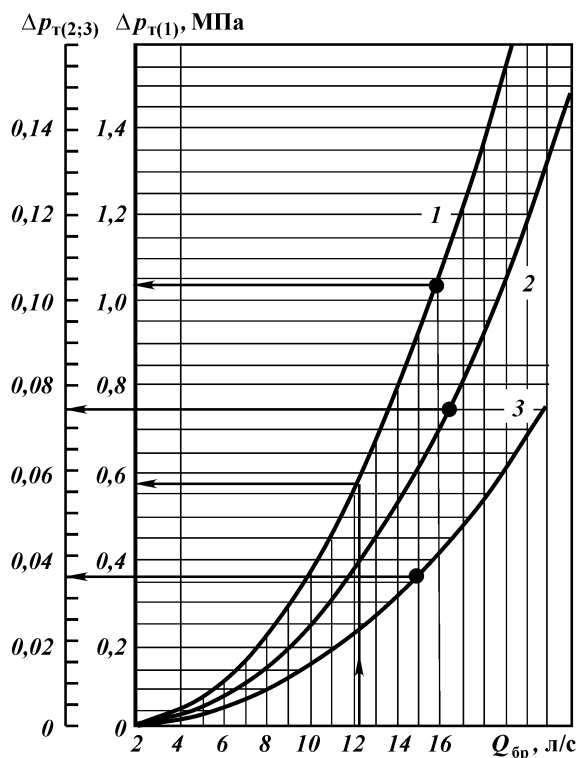


Рис. 5.8. Потери давления на гидравлические сопротивления при течении бурового раствора в трубах в турбулентном режиме Δp_T на 100 м длины: 1, 2, 3 – для труб диаметром 73, 102 и 114 мм с d_B – 52, 89 и 100 мм соответственно; $\rho_{6p} = 1000 \text{ кг/м}^3$; $\lambda = 0,025$

потери давления на гидравлические сопротивления – используя номограммы, представленные на рис. 5.6, 5.7 и 5.8.

5.1.4. МЕТОДИКА (ПРИМЕР) РАСЧЕТА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА В БС ПО ИСХОДНЫМ ДАННЫМ И ИХ КОРРЕКТИРОВКИ ПРИ КОНЦЕНТРИЧНОМ РАСПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН¹

1. Исходные данные:

Глубина зарезки БС $H_3 = 1000 \text{ м}$; длина хвостовика $L_x = 300 \text{ м}$.

¹Расчет гидравлических параметров процесса цементирования с учетом максимально допустимой эксцентрисичности хвостовика представлен ниже по данным фактически измеренных реологических параметров растворов.

Параметр бурового раствора $\tau_{0 \text{ бр}} = 2,5 \text{ Па}$, $\eta^* = 0,015 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_{\text{бр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$.

Параметры тампонажного раствора $\tau_{0 \text{ тр}} = 15,0 \text{ Па}$, $\eta^* = 0,02 \text{ Па}\cdot\text{с}$, $\rho_{\text{тр}} = 1700 \text{ кг/м}^3$.

Диаметр скважины $D_c = 124 \text{ мм}$; колонны наружный $d_{\text{нк}} = 102 \text{ мм}$.

Для спуска хвостовика применяются равнопроходные бурильные трубы диаметром 73 мм ($d_{\text{бк}} = 52 \text{ мм}$).

Количество буферной жидкости 3 м^3 (водный раствор реагентов плотностью 1000 кг/м^3).

Продавочная жидкость – буровой раствор плотностью $\rho_{\text{бр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$ объемом 4 м^3 .

Допустимый градиент давления на ГРП – $0,015 \text{ МПа/м}$.

II. Порядок расчета.

1. По номограмме (см. рис. 5.3) находим значение v_k^* для раствора плотностью 1850 кг/м^3 , равное $2,5 \text{ м/с}$. Затем по рис. 5.5 находим поправку на плотность раствора ($K_v^* = 1,05$) и определяем расчетное значение

$$v_k^* = 2,5 \cdot 1,05 = 2,625 \text{ м/с}.$$

2. По рис. 5.6 находим расход жидкости и соответствующие потери давления на 100 м кольцевого пространства: $\Delta p_{\text{зп}} = 1,02 \text{ МПа}$ и $Q_{\text{тр}} = 10,2 \text{ л/с}$. Расчетное значение удельных потерь давления с учетом плотности тампонажного раствора составит $\Delta p_{\text{зп}}^p = \Delta p_{\text{зп}} K_p = 1,02 \frac{1700}{1850} = 0,937 \text{ МПа}$ (где K_p – поправка на плотность при определении потерь напора). В результате на 300 м затрубного пространства имеет $\Delta p_{\text{зп}}^{\text{тр}} = 0,937 \cdot 3 = 2,81 \text{ МПа}$.

3. Ввиду большого кольцевого зазора между бурильными трубами и 146-мм колонной (28,5 м) находим критическую скорость течения бурового раствора по упрощенной формуле:

$$v_{k \text{ бр}}^* = 25 \sqrt{\frac{\tau_{0 \text{ бр}}}{\rho_{\text{бр}}}} = 25 \sqrt{\frac{2,5}{1200}} = 1,14 = \text{м/с} < 2,625 \text{ м/с}.$$

Следовательно, режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве и колонне будет также турбулентным.

4. Находим потери давления на участке движения бурового раствора и буферной жидкости в заколонном пространстве. Буферная жидкость займет 300 м, буровой раствор – 700 м за-

колонного пространства к концу продавливания тампонажного раствора.

Используя кривую 1 на рис. 5.7 имеем: при расходе 10,2 л/с для буферной жидкости и бурового раствора (с учетом поправки на их плотность)

$$\Delta p_{\text{зп(бж+бр)}}^{\text{р}} = 0,03 \cdot 3 + 0,03 \frac{1200}{1000} 7 = 0,09 + 0,252 = 0,342 \text{ МПа.}$$

5. Находим потери давления в трубах (колонне) по рис. 5.8, используя кривые 1 и 2. При расходе жидкости 10,2 л/с с поправкой на плотность бурового раствора имеем

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{к(бр)}}^{\text{р}} &= \Delta p_{\text{бр(73)}}^{\text{р}} + \Delta p_{\text{к(102)}}^{\text{р}} = 0,56 \cdot 10 \frac{1200}{1000} + 0,035 \cdot 3 \frac{1200}{1000} = \\ &= 0,72 + 0,126 = 0,846 \text{ (МПа).} \end{aligned}$$

6. Суммарные потери давления на гидравлические сопротивления в колонне и заколонном пространстве к концу продавки тампонажного раствора при турбулентном режиме его движения составят:

$$p_{\text{общ г}} = 2,81 + 0,342 + 0,846 = 3,998 \sim 4,0 \text{ МПа.}$$

7. Потери давления на разность гидростатических давлений в затрубном пространстве $p_{\text{гс}}^{\text{зп}}$ и колонне труб $p_{\text{гс}}^{\text{к}}$:

$$\begin{aligned} p_{\text{гс}} &= p_{\text{гс}}^{\text{зп}} - p_{\text{гс}}^{\text{к}} = \left(\frac{210 \cdot 1700}{10^5} + \frac{300 \cdot 1000}{10^5} + \frac{700 \cdot 1200}{10^5} \right) - \left(\frac{1210 \cdot 1200}{10^5} \right) = \\ &= 14,97 - 14,57 = 0,45 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Таким образом, для данного примера гидростатические давления к концу цементирования уравниваются. Давления на устье определяются потерями давления на гидравлические сопротивления:

$$p_{\text{у}} = p_{\text{общ г}} + p_{\text{гс}} = 4,0 + 0,45 = 4,45 \text{ МПа.}$$

Существующая цементировочная техника обеспечивает поддержание $p_{\text{у}} = 4,45 \text{ МПа}$.

8. Давление на забой определится из соотношения

$$\begin{aligned} p_{\text{заб}} &= p_{\text{гд}}^{\text{зп}} + p_{\text{гс}}^{\text{зп}} = \Delta p_{\text{зп(тр)}} + \Delta p_{\text{зп(бж+бр)}} = 2,81 + 0,342 + 14,97 = \\ &= 3,352 + 14,97 = 18,32 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Таким образом, давление на забой при длине хвостовика

300 м и исходных параметрах раствора определяются гидростатическим давлением в затрубном пространстве.

Коэффициент запаса на гидроразрыв пластов на забое:

$$ЗП_{грп} = \frac{p_{доп}}{p_{заб}} = \frac{1210 \cdot 0,015}{18,32} = \frac{18,15}{18,32} = 0,99 < 1,1$$

(по регламенту $ЗП_{грп} = 1,1$).

Отсюда следует вывод, что необходимо снизить общее давление на забой по меньшей мере на 10 %. Существуют три способа уменьшения давления на забой.

Первый способ – химическая обработка тампонажного раствора с помощью пластификаторов. Введение 0,1 % ПЭО и 2 % $CaCl_2$ дает параметры тампонажного раствора $\tau_{0\text{ тр}} = 70$ дПа, $\eta^* = 0,015$ Па·с. Тогда согласно рис. 5.3 и 5.5 $v_{к(тр)}^* = 1,60 \cdot 1,05 = 1,68$ м/с.

По рис. 5.6 $Q_k^* = 6,2$ л/с, $\Delta p_{зп(100)} = 0,4$ МПа.

Тогда на участке движения тампонажного раствора в затрубном пространстве имеем

$$\Delta p_{зп(300)}^p = 0,4 \frac{1700}{1850} 3 = 1,103 \text{ МПа.}$$

Уменьшение давления составит $\Delta p = 2,8 - 1,103 = 1,77$ МПа.

Соответственно $p_{заб} = 18,32 - 1,77 = 16,55$ МПа.

$$\text{Тогда } ЗП_{грп} = \frac{18,15}{16,55} = 1,0988 \approx 1,1.$$

Второй способ – снижение плотности бурового раствора с 1200 до 1100 кг/м³. Тогда $\Delta p_{зп} = 700(1200 - 1100)10^{-5} = -0,7$ МПа. Как видно, это не дает ощутимого результата.

Третий способ – увеличение только объема буферной жидкости на водной основе (например, в 3 раза, т.е. до 9 м³).

Тогда $p_{гс}$ уменьшится на величину

$$\Delta p_{зп(бж)} = \left(\frac{1200 - 1100}{10^5} \right) 600 = 1,2 \text{ МПа.}$$

$$\text{При этом } ЗП_{грп} = \frac{18,15}{17,32 - 1,2} = 1,13 > 1,1.$$

Выбираем наиболее рациональный путь – обработка тампонажного раствора и некоторое увеличение проектного объема буферной жидкости (в 2 раза – до 6 м³). Тогда

$$\Delta p_{\text{зп}} = -(1,77 + 0,6) = -2,37 \text{ (МПа)};$$

$$p_{\text{заб}} = 18,32 - 2,37 = 15,95 \text{ (МПа)};$$

$$3\Pi_{\text{грп}} = 18,15 / 15,95 = 1,138 \approx 1,14.$$

Проектирование режимов цементирования хвостовиков производится с учетом их эксцентричного расположения в БС.

Существующими техническими методами не всегда удается достичь максимальной концентричности колонны-хвостовика, особенно при малых кольцевых зазорах.

При эксцентричном расположении колонны глинистый раствор защемляется у стенки скважины. Достижение турбулентного режима течения тампонажного раствора в эксцентричном кольцевом пространстве не всегда обеспечивает вытеснение защемленного глинистого раствора. Для этого необходимо создать достаточный перепад давления $\Delta p_{\text{взр}}$ на этом участке. Критический расход тампонажного раствора, обеспечивающий $\Delta p_{\text{взр}}$ для вытеснения бурового раствора из участка его защемления в кольцевом пространстве, определяется по формуле

$$Q_{\text{тр.э}}^* = 2(D_{\text{с}}^2 - d_{\text{нк}}^2) \sqrt{\frac{\tau_{0 \text{ бр}}(1 + 0,62K_{\text{э}})}{\rho_{\text{тр}}\lambda(1 - K_{\text{э}})}}, \quad (5.12)$$

где $\tau_{0 \text{ бр}}$ – предельное динамическое напряжение сдвига бурового раствора; $K_{\text{э}}$ – коэффициент эксцентриситета колонны,

$$K_{\text{э}} = 1 - \frac{2\delta}{D_{\text{с}} - d_{\text{нк}}}; \quad (5.13)$$

$\rho_{\text{тр}}$ – плотность тампонажного раствора; δ – минимальный кольцевой зазор на участке защемления бурового раствора.

Ожидаемое значение $K_{\text{э}}$ вычисляется исходя из проектного решения – центрирования колонны (диаметра центраторов) и уточняется по данным анализа фактических значений $K_{\text{э}}$ по данным геофизических исследований зацементированных колонн. Если эксцентрично расположена только небольшая часть (20–30 % длины) колонны-хвостовика, то критический расход определяется по формуле (5.10), а при эксцентричном расположении колонны на большем участке – по формуле (5.12).

На рис. 5.9 для примера показана зависимость необходимого расхода тампонажного раствора с плотностью 1850 кг/м^3 и $\tau_{0 \text{ тр}} = 15 \text{ Па}$ для вытеснения бурового раствора от коэффициента эксцентриситета колонны $K_{\text{э}}$ диаметром 102 мм в скважине

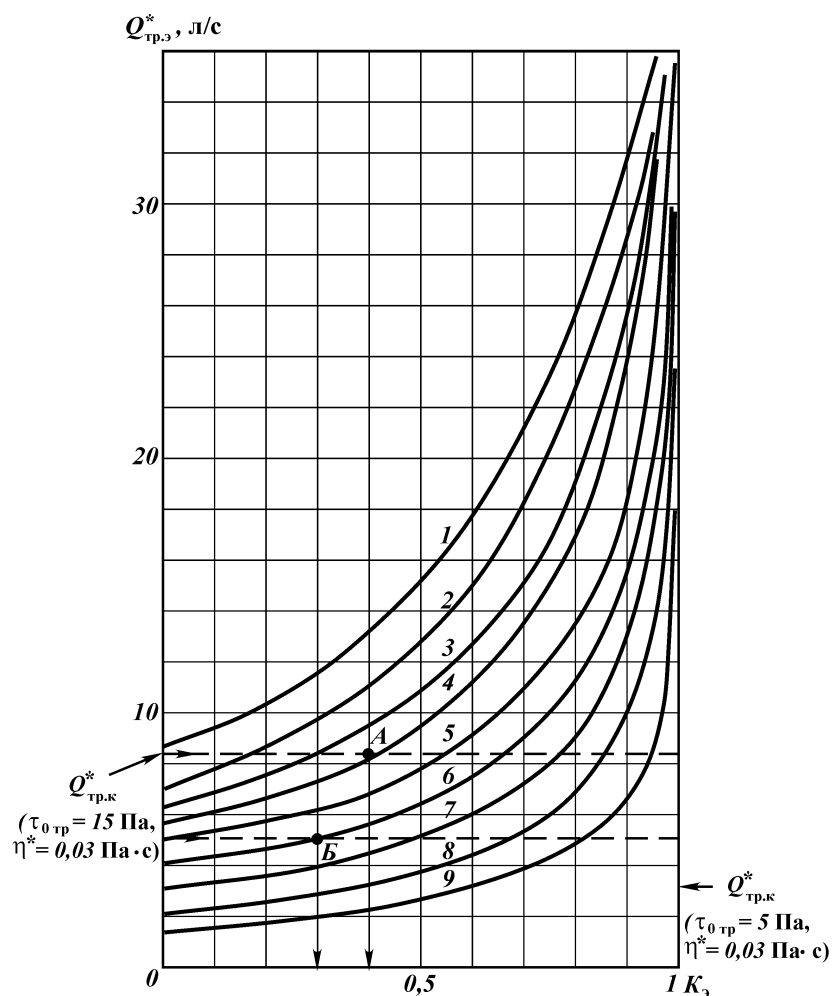


Рис. 5.9. Зависимость критического расхода тампонажного раствора (при турбулентном режиме течения), необходимого для вытеснения бурового раствора, от коэффициента эксцентриситета колонны без учета наличия фильтрационной корки:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 – при $\tau_{0 бр}$ – соответственно 400, 300, 200, 100, 75, 50, 20 и 10 Па; $\rho_{тр} = 1850$ кг/м³; $\lambda_{тр} = 0,03$; $B/\Pi = 0,5$; $D_c = 124$ мм; $d_{нк} = 102$ мм

диаметром 124 мм. Если $Q_{тр.э}^* < Q_{тр.к}^*$, то при $Q_{тр.к}^*$ обеспечивается вытеснение глинистого раствора из защемленного участка (обычно при малых значениях $K_э$ и $\tau_{0 бр}$, см. рис. 5.9).

При $Q_{\text{тр.э}} > Q_{\text{тр.к}}$ необходимо обеспечить расход тампонажного раствора, равный $Q_{\text{тр.э}}^*$. При эксцентричном расположении колонны на участке более 30 % длины расход тампонажного раствора и соответствующие потери напора рассчитываются по значению $Q_{\text{тр.э}}^*$.

Из рис. 5.9 видно, что для удовлетворительного вытеснения бурового раствора со значением $\tau_{0 \text{ бр}} > 10$ Па при небольших значениях $Q_{\text{тр.э}}^*$ значение $K_{\text{э}}$ не должно превышать 0,5 (кривые 1–5). С учетом наличия глинистой корки эти значения будут еще меньше. В соответствии с подобными графиками можно оценить необходимый расход тампонажного раствора в зависимости от уровня отцентрированности колонны. Хорошее центрирование достигается при значении $K_{\text{э}} = 0,2 \div 0,3$.

Как правило, нижняя часть колонны-хвостовика ложится на стенку скважины. В этом случае коэффициент $K_{\text{э}}$ зависит от высоты планок центратора и расстояния между ними.

Рассмотрим пример расчета $K_{\text{э}}$ в нижней части колонны при следующих данных: $D_{\text{скв}} = 124$ мм, $d_{\text{нк}} = 102$ мм, высота δ планок центратора, навариваемых под углом превышающем 30° к оси труб в шахматном порядке, $\delta = 6,5$ мм.

Тогда

$$K_{\text{э}} = 1 - \frac{2\delta}{D_{\text{с}} - d_{\text{нк}}} = 1 - \frac{13}{22} = 0,41. \quad (5.14)$$

При отсутствии центраторов в месте расположения муфты ($d_{\text{м}} = 110$ мм) $K_{\text{э}} = 0,64$ (в случае отсутствия глинистой корки), а в местах прогиба труб в нижней части колонны в случае наличия глинистой корки $K_{\text{э}}$ приближается к 1. Это свидетельствует о важности обеспечения центрирования колонн и вытеснения защемленного бурового раствора.

5.1.5. МЕТОДИКА ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОЖИДАЕМЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ХВОСТОВИКОВ С ОБЕСПЕЧЕНИЕМ МАКСИМАЛЬНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЦЕМЕНТНЫМ, НЕДОПУЩЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАБОЕ И АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ЭКСЦЕНТРИЧНОМ ПОЛОЖЕНИИ КОЛОНН

Значения $p_{\text{гтр}}^{\text{зп}}$ и $p_{\text{гбр}}^{\text{зп}}$ определяются из условия обеспечения вытеснения защемленного бурового (глинистого) раствора при эксцентричном положении колонны.

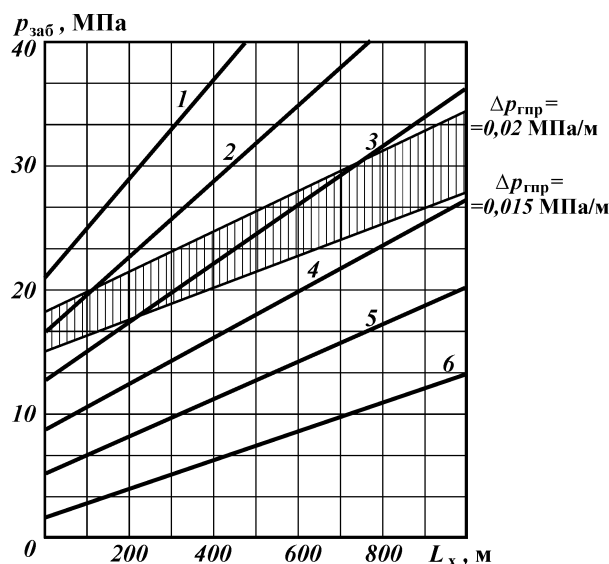


Рис. 5.10. Зависимость давления $p_{\text{заб}}$ от длины хвостовика L_x при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_3 = 0,5$, $D_c = 124$ мм, $d_{\text{нк}} = 102$ мм, $d_{\text{нбт}} = 73$ мм, $K_{\text{абт}} = 0$:

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6
$\tau_{0 \text{ бр}} / \tau_{0 \text{ тр}}$ (дПа).....	400/200	300/200	200/200	100/200	50/50	10/50

Для обеспечения вытеснения бурового раствора тампонажным (цементным) с учетом его зацементирования эксцентрично расположенной колонной рассчитаны давления при критических значениях расхода тампонажного раствора $Q_{\text{тр.э}}^*$ для различных $\tau_{0 \text{ бр}}$ в условиях двух конструкций БС при $K_3 = 0,5$: для БС диаметром 124 мм и 102-мм колонны и БС диаметром 146 мм и 114-мм колонны (рис. 5.10 и 5.11), а на рис. 5.12 и 5.13 приведены расчетные данные ожидаемых давлений на устье скважин.

Принятые для расчетов $p_{\text{заб}}$ и p_y усредненные условия: глубина зарезки БС – 1000 м; средний угол наклона БС $\alpha = 45^\circ$.

Параметры тампонажного раствора: $\rho_{\text{тр}} = 1850 \text{ кг/м}^3$; $\tau_{0 \text{ тр}} = 150 \text{ дПа}$; $\eta_{\text{тр}}^* = 0,03 \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Параметры бурового (глинистого) раствора в стволе скважины: $\rho_{\text{бр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$; $\tau_{0 \text{ бр}}$ имеет различные значения (регулируется введением пластификаторов).

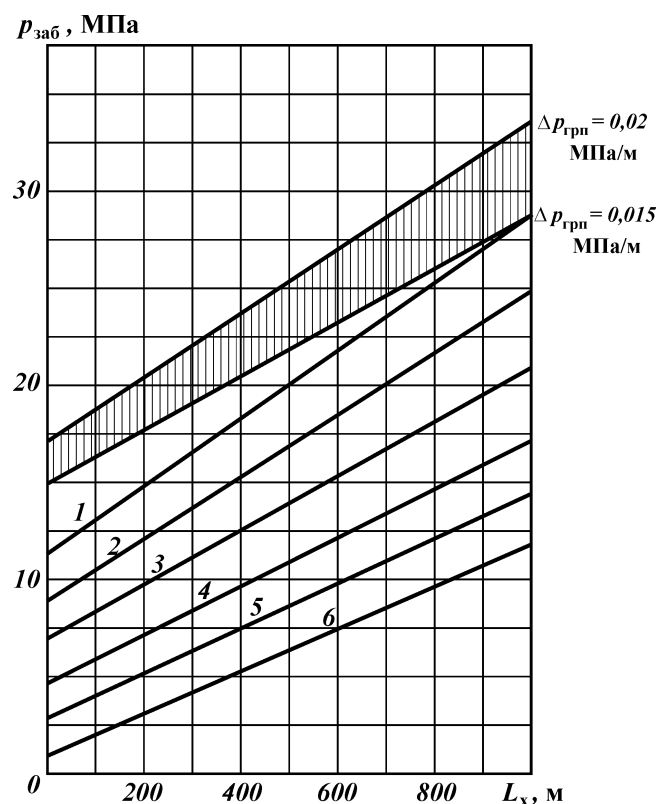


Рис. 5.11. Зависимость давления $p_{\text{заб}}$ от длины хвостовика L_x при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_э = 0,5$, $D_c = 146$ мм, $d = 114$ мм, $d_{6т} = 73$ мм, $K_{э6т} = 0$:

Обозначения см. рис. 5.10

Коэффициент эксцентриситеты колонны $K_э = 0,5$ (максимально допустимое значение для обеспечения качественного цементирования). Для колонны буровых труб принято $K_э = 0$.

Критическое число Рейнольдса, при котором достигается максимальное вытеснение бурового раствора цементным, по данным экспериментальных исследований принято $Re^* = 2500$.

С помощью графиков определяют следующие показатели:

значения $\tau_{0\text{бр}}$, при которых произойдет ГРП в процессе цементирования хвостовика с $K_э = 0,5$ с обеспечением вытеснения зацементированного глинистого раствора (см. рис. 5.9 и 5.10) для недопущения ГРП линии фактических давлений, как

Рис. 5.12. Зависимость давления p_y от длины хвостовика при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_3 = 0,5$, $D_c = 124$ мм, $d_{нк} = 102$ мм:

Номер кривой на рисунке
 $\tau_{0 \text{ бр}}/\tau_{0 \text{ тр}}$

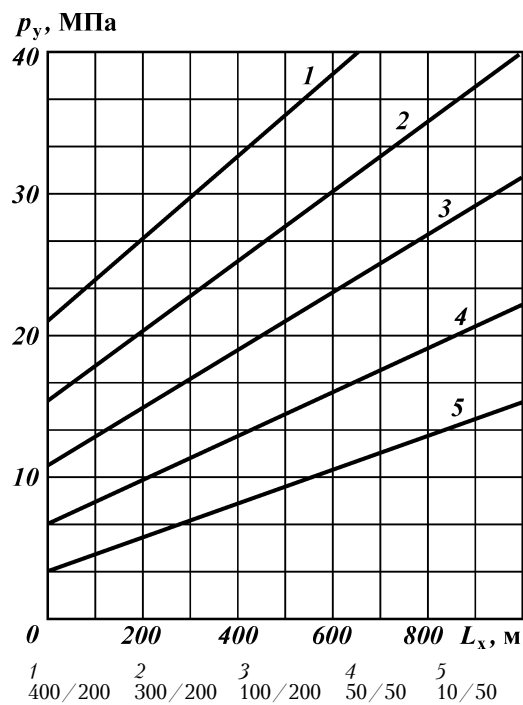
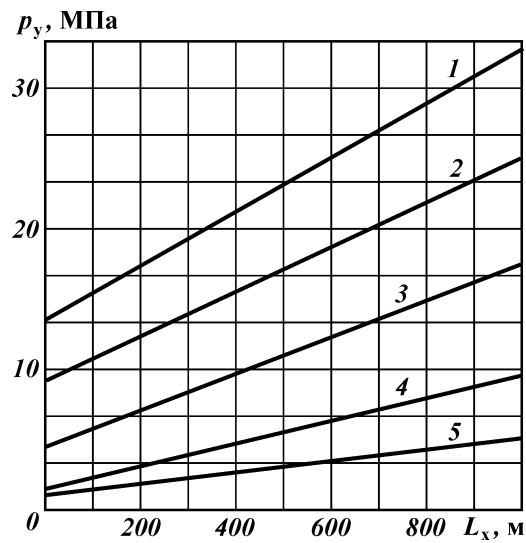


Рис. 5.13. Зависимость давления p_y от длины хвостовика при турбулентном течении тампонажного раствора для вытеснения зацементированного бурового (глинистого) раствора при $K_3 = 0,5$, $D_c = 146$ мм, $d_{нк} = 114$ мм:

Обозначения см. рис. 5.12



минимум, не должны пересекать линии $p_{\text{доп}}$ для данного месторождения (оптимально рекомендуется запас прочности не менее 10 %);

ожидаемые устьевые давления в конце продавки p_y (находят по рис. 5.12 и 5.13 и сравнивают их с фактическими давлениями разрыва бурильных труб и у устья – по заводским характеристикам труб).

Определение давлений p_y необходимо также для оценки возможности их создания существующими цементировочными агрегатами. Следует иметь в виду, что точность определения реологических характеристик буровых и тампонажных растворов считается хорошей в пределах ошибок $\pm 10\%$, а точность гидравлических расчетов – в пределах $\pm 20\%$.

5.1.6. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УМЕНЬШЕНИЯ СТЕПЕНИ ЗАКУПОРКИ ПЛАСТА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ХВОСТОВИКОВ

Для недопущения снижения проницаемости призабойной зоны суммарное давление на забой при цементировании колонны не должно превышать давления на него в процессе вскрытия продуктивных пластов. В определенных условиях (например, при больших глубинах зарезки бокового ствола) это может быть достигнуто нагнетанием перед тампонажным раствором большого количества буферной жидкости малой плотности так, чтобы соблюдалось соотношение

$$p_{\text{заб.цк}} < p_{\text{заб.вп}} \quad (5.15)$$

где $p_{\text{заб.цк}}$ – общее давление на забой при цементировании колонны; $p_{\text{заб.вп}}$ – давление на забой при вскрытии пласта.

Пример.

Исходные данные: глубина зарезки БС – 1000 м; длина хвостовика $L_x = 300$ м (при угле наклона хвостовика $\alpha_{\text{бс}} = 45^\circ$ высота столба цементного раствора по вертикали составит 210 м); плотность глинистого раствора $\rho_{\text{гр}} = 1200 \text{ кг/м}^3$; плотность тампонажного раствора $\rho_{\text{тр}} = 1850 \text{ кг/м}^3$.

При вскрытии пласта

$$p_{\text{заб}} = \frac{1210 \cdot 1200}{10^4} \text{ кг/м}^2 = 14,5 \text{ МПа.} \quad (5.16)$$

В конце цементирования хвостовика давление столба цементного раствора составит 3,9 МПа. Пренебрегая гидравлическими сопротивлениями из-за их малости для соблюдения приведенного выше условия затрубное пространство над хвос-

товиком должно быть до устья заполнено буферной жидкостью малой плотности. Это опасно с точки зрения водопроявлений в начале цементирования.

При приведенных выше условиях

$$p_{\text{заб.цк}} = p_{\text{с.бж}} + p_{\text{с.цр}}, \quad (5.17)$$

где $p_{\text{с.бж}}$, $p_{\text{с.цр}}$ – давление столба буферной жидкости – воды или водного раствора с плотностью, близкой к 1.

Имеем $p_{\text{заб}} = 10 + 3,9 = 13,9 \text{ МПа} < 14,5 \text{ МПа}$. При больших длинах хвостовика достичь этого условия практически невозможно, поэтому необходимо принять все меры для снижения гидростатических и гидродинамических давлений на забой при вскрытии пластов и креплении колонны в БС.

5.2. ТАМПОНАЖНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И РАСТВОРЫ

5.2.1. ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ И РАСТВОРАМ

К тампонажным материалам (цементам, наполнителям) и растворам, применяемым при креплении БС, предъявляются высокие требования по следующим причинам:

- осложненности условий максимального вытеснения глинистого раствора из заколонного пространства цементным раствором из-за трудности центрирования колонн;

- возникновения дополнительных условий для появления каналов в цементном кольце из-за наклонного и горизонтального положения колонны и водоотделения из раствора;

- больших гидравлических сопротивлений в малых зазорах.

Поэтому тампонажные растворы должны иметь:

- минимальную вязкость для уменьшения гидравлических сопротивлений, как при ламинарном, так и турбулентном режимах течения;

- минимальные значения водоотдачи и водоотделения.

5.2.2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ РАСТВОРЫ

Физико-механические свойства тампонажного цемента, раствора и камня должны отвечать требованиям ГОСТ 1581–96. Для приготовления растворов в качестве основы применяется тампонажный цемент для нормальных температур (до 50 °С) ПЦТ1-50 или ПЦТ1G-СС-2. В раствор могут вводиться при необходимости облегчающие добавки в соответствии с требованиями

ями ГОСТ 1581–96. Свойства растворов и камня проверяются заблаговременно в лабораторных условиях до составления плана проведения работ по цементированию колонн.

В тампонажные растворы обязательно вводятся понизители водоотдачи и пластификаторы. В целях получения качественного и однородного тампонажного раствора требуется цементировать хвостовики только с использованием осреднительных емкостей, а для удаления рыхлой части глинистых корок – применять буферные жидкости.

В табл. 5.1 и 5.2 приведены свойства некоторых рекомендуемых рецептов тампонажных растворов по данным лабораторных испытаний.

Эффективную вязкость $\eta_{\text{эф}}^*$ определяли на приборе “Реотест” при градиенте скорости течения 145 с^{-1} , близкой к градиентам, имеющим место при движении растворов в скважине. Водоотдача – объем фильтрата в процентах от объема воды затворения при $\Delta p = 1 \text{ МПа}$. Применяемые реагенты: ПЭО – полиэтиленоксид производства ПО “Оргсинтез” (г. Казань); КРК-75 – понизитель водоотдачи производства ОАО НПО “Бурение” по ТУ 39-00147001-192–99; С-3 – суперпластификатор производства ООО “Уралпласт” (г. Первоуральск) по ТУ 6036-0204229-625–90 или ОАО “Оргсинтез” (г. Новомосковск).

Таблица 5.1

Физико-механические свойства тампонажных растворов
(пример, основная рецептура)

Показатель	Исходный необработанный раствор	Основная рекомендуемая рецептура
	ПЦТ1-50	ПЦТ1-50 + 0,1 % ПЭО + 2 % CaCl ₂
В/Ц	0,5	0,5
Плотность, кг/м ³	1850	1859
Растекаемость, мм	220	230
Водоотделение, мл	6	0
Водоотдача от объема воды затворения при $\Delta p = 1 \text{ МПа}$, %, через 1/30 мин	42,0/56,0	7,0/48,0
Сроки схватывания, ч–мин:		
начало	5–35	2–40
конец	8–20	3–10
Прочность на изгиб через 48 ч, МПа	4,6	4,7
Эффективная вязкость $\eta_{\text{эф}}^*$, Па·с, через 10/30 мин	0,04/0,08	0,025/0,04

Таблица 5.2

**Физико-механические свойства тампонажных растворов
(возможных и применяемых как исключение)**

Наименование показателей	ПЦТ1-50 + + 0,1 % ПЭО + 0,15 % КССБ + 2 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,5 % КРК + + 5 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,7 % С-3 + + 3 % CaCl ₂	ПЦТ1-50 + + 0,15 % КССБ + 2 % CaCl ₂
В/Ц	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность, кг/м ³	1888	1860	1770	1880
Растекаемость, мм	220	210	250	200
Сроки схватывания, ч-мин:				
начало	3-00	3-10	3-30	3-30
конец	3-40	6-30	5-10	4-50
Прочность на изгиб через 48 ч, МПа	4,9	4,5	5,4	4,4
Эффективная вязкость $\eta_{эф}^*$, Па·с, через 10/30 мин	0,01/0,02	0,017/0,27	0,016/0,24	0,02/0,036
Водоотдача при $\Delta p = 1$ МПа, %, через 1/30 мин	18/56	3,5/36	40/54	42/57

Примечание. Водоотделение равно нулю.

При использовании больших объемов тампонажных растворов (более 5 м³) допускается введение пластификаторов в порошкообразном виде путем равномерной засыпки их в чан цементировочного агрегата через металлическую сетку с ячейками 4–6 мм с обязательным последующим перемешиванием раствора в осреднительной емкости. При креплении колонн на участках стволов сложной конфигурации (наличии между разобщаемыми пластами глубоких желобов, каверн больших диаметров) рекомендуется применять расширяющиеся тампонажные составы по специальному плану.

Таблица 5.3

Рецептуры буферных жидкостей

Буферная жидкость	$C_{раз}^*$, %	Условия применения
Водный раствор NaOH с массовой долей 5 % (основная рецептура)	75	При наличии корки из глинистого раствора
На основе сульфаминовой кислоты (с массовой долей 15–20 %)	60–70	При наличии корки из полимерсолевых малоглинистых (карбонатных) растворов

* $C_{раз}$ – степень разрушения глинистой корки из необработанного раствора в лабораторных условиях за 15 мин контакта с БЖ.

В табл. 5.3 приведены свойства буферных жидкостей (БЖ), рекомендуемые для применения в условиях Башкортостана при нормальных забойных температурах (до 50 °С), для удаления рыхлой части глинистых корок и повышения степени вытеснения глинистого раствора.

На основании экспериментов ВНИИКрнефти и данных анализа практики цементировании скважин объем БЖ составляет 10–20 % цементируемого заколонного пространства.

Для БС с длиной хвостовика 200–1000 м объем БЖ составит 2–5 м³.

5.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ОСНАСТКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Типичная компоновка потайной обсадной колонны показана на рис. 5.14. Колонна 8 спускается в скважину на инструменте 3 (равнопроходных трубах внутренним диаметром 73 мм), который соединен на устье с цементирующей головкой 1. В головке установлена продавочная пробка для инструмента (верхняя часть секционной пробки) 2. Инструмент и колонна соединены разъединителем 4, в котором размещается продавочная пробка для колонны (нижняя часть секционной пробки) 5. Далее установлены якорь 6, межколонный пакер 7, центраторы 9, кольцо “стоп” 10, обратный клапан 11, башмак 12. Для конкретной скважины компоновка может сокращаться или дополняться оснасткой. Длина колонны должна равняться длине БС плюс 50–100 м, т.е. головная часть хвостовика должна находиться выше места зарезки БС (при наличии заколонного пакера – на 30–50 м). Центраторы на колонне устанавливаются исходя из конкретных геологических условий.

Разъединитель предназначен для спуска, цементировании и последующего отсоединения потайной обсадной колонны (хвостовика).

Область применения – крепление скважин с потайными обсадными колоннами, как вновь вводимых, так и из старого фонда (с боковыми стволами). Резьбовой разъединитель рекомендуется применять при длине хвостовика более 300 м (ориентировочно).

Корпус 1 разъединителя (рис. 5.15) соединен с воронкой 2 левой резьбой, которая защищена с обеих сторон уплотнениями. Внутри воронки расположена подвесная пробка 3, которая

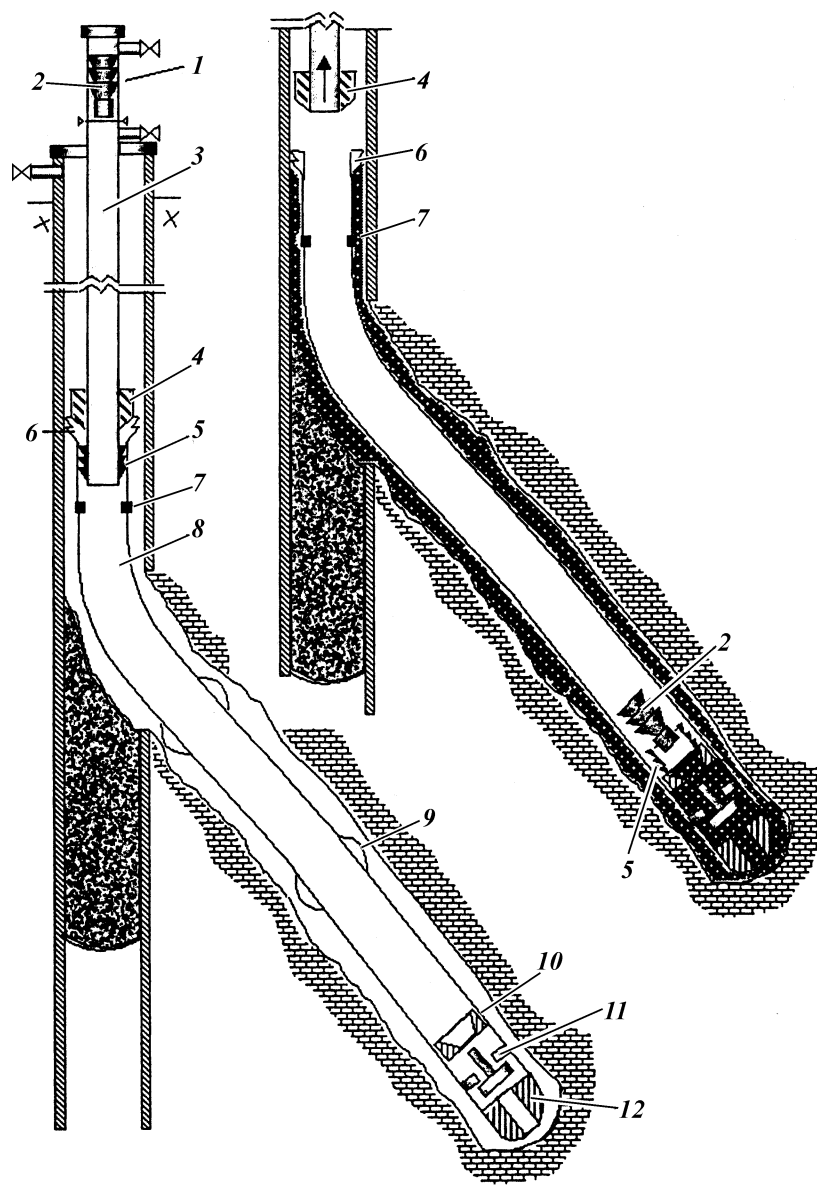


Рис. 5.14. Компоновка потайной колонны

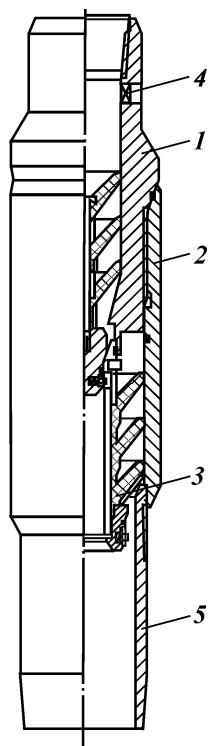


Рис. 5.15. Резьбовой разъединитель

прикреплена срезными штифтами к корпусу. Снизу в воронку ввинчен патрубок 5. В верхней части корпуса выполнено циркуляционное отверстие 4 с выпадающей заглушкой. В закрытом положении заглушку удерживают срезные штифты.

Основные технические характеристики резьбовых разъединителей

Тип разъединителя.....	PP-102	PP-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм:		
наружный.....	120	140
внутренний.....	100	100
Длина разъединителя, мм.....	550	625
Грузоподъемность, т.....	43,0	45,0
Масса, кг.....	14,3	26,7
Диаметр прохода, мм:		
подвесной пробки.....	30	30
разъединителя.....	38	38
промывочных окон.....	19	19
кольца "стоп".....	70	70
Инструмент для спуска колонны.....	Трубы внутренним диаметром 48–59 мм	

Присоединительная резьба:		
к инструменту.....	3-86	3-86
к колонне.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Размеры пробки продавочной/подвесной, мм:		
наибольший диаметр металлической части.....	34/75	34/75
диаметр манжет.....	61/109	61/109
длина.....	168/245	168/245
Давление среза штифтов, МПа:		
подвесной пробки.....	1-8	1-8
открытия циркуляционных отверстий.....	5-20	5-20

Пр и м е ч а н и е. Диаметр окружности по верху центрирующих элементов в центраторах должен быть не меньше номинального диаметра скважины на 6 мм.

Подвесная (большая продавочная) пробка (рис. 5.16, *а*) предназначена для прохождения по потайной обсадной колонне. Пробка состоит из цельной резиновой манжеты 1 типа елочка, внутри которой расположен полый алюминиевый

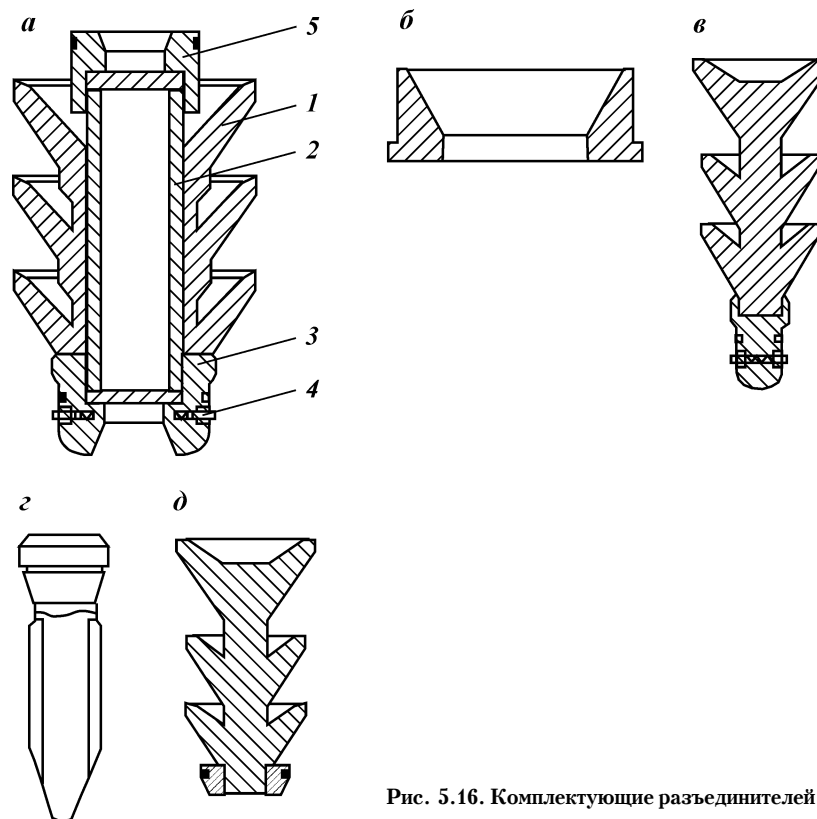


Рис. 5.16. Комплектующие разъединителей

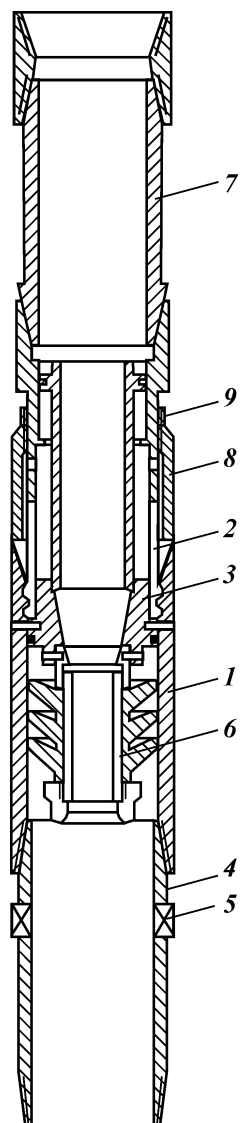


Рис. 5.17. Разъединитель цанговый

стержень 2. Впереди на стервне закреплена металлическая головка 3 с пружинным фиксатором 4, сзади размещен хвостовик 5 с посадочным седлом для малой пробки. Головка и хвостовик изготовлены из легко разбуриваемого материала (чугун, дюралюминий). Диаметр головки соответствует диаметру кольца “стоп” (рис. 5.16, б), которое входит в комплект разъединителя. Кольцо также изготовлено из легко разбуриваемого сплава и крепится в колонне в муфтовом соединении обсадных труб. Кроме того, в комплект разъединителя входит малая продавочная пробка (рис. 5.16, в) для колонны бурильных труб внутренним диаметром 53 мм. При продавливании она проходит внутри инструмента, от устья до разъединителя. Малая продавочная пробка состоит из резиновой манжеты типа елочка, к которой прикреплена металлическая головка с пружинным фиксатором.

Разъединитель устанавливают между спускаемой обсадной колонной и инструментом, кольцо “стоп” — на забое, малую пробку — в цементирующей головке. По окончании затворения пускают малую пробку и продавливают ее до разъединителя. Войдя в разъединитель, малая пробка фиксируется в хвостовике подвесной пробки и перекрывает сечение. Под действием повысившегося давления срезаются штифты, пробки единым узлом следуют по обсадной колонне на забой и, достигнув кольца “стоп”, фиксируются в нем. Проход обсадной трубы надежно перекрыт. Таким образом, осуществляется “подстраховка” (дублирование) обратного клапана.

Разъединение осуществляют вращением инструмента в правую сторону (20–30 оборотов). Циркуляционное отверстие открывают повышением давления после получения сигнала “стоп” по мере необходимости.

В ряде случаев применяется цанговый разъединитель (рис. 5.17), предназначенный для спуска, цементирования и последующего отсоединения потайной обсадной колонны (хвостовика).

Разъединитель РЗ-102 может применяться при цементировании хвостовиков диаметрами 102 и 114 мм длиной до 300 м (ориентировочно), в том числе с расхаживанием колонны при кривизне ствола не более 2° на 10 м.

Основные технические характеристики цанговых разъединителей

Тип разъединителя.....	РЗ-102	РЗ-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Диаметр воронки (верхней части потайной колонны), мм:		
наружный	120	140
внутренний	100	100
Длина разъединителя, мм	1880	1880
Грузоподъемность, т.....	8	8
Масса, кг.....	32	45
Диаметр прохода, мм:		
подвесной пробки.....	30	30
разъединителя	38	38
промывочных окон	19	19
кольца "стоп".....	70	70
Инструмент для спуска колонны.....	Трубы внутренним диаметром 48–59 мм	
Тип присоединительной резьбы:		
к инструменту.....	3-86	3-86
к колонне.....	ОТТМ-102	НКТ-114
<i>Размеры пробок, мм</i>		
Наибольший диаметр металлической части:		
продавочной.....	34	34
подвесной.....	75	75
запорной (с манжетами).....	43	43
запорной (цельнометаллической).....	45	45
Диаметр манжет:		
продавочной.....	61	61
подвесной.....	109	109
запорной (с манжетами).....	61	61
Длина:		
продавочной.....	168	168
подвесной.....	245	245
запорной (с манжетами).....	130	130
запорной (цельнометаллической).....	170	170
Давление среза штифтов, МПа:		
подвесной пробки.....	1–8	1–8
открытия циркуляционных отверстий	5–20	5–20
разъединения.....	3–15	3–15

В состав разъединителя входят несколько функциональных частей: узел подвески; промывочный патрубок; узел разъединения; силовой кожух; пробки и прочая оснастка.

Узел подвески (см. рис. 5.17) состоит из воронки 1, цанги 2 и распорной втулки 3. Внутри верхней части воронки имеется сложная поверхность (канавки периодического профиля вы-

полненные из условия максимальной прочности). Лепестки цанги прижаты к этой поверхности распорной втулкой. Втулка зафиксирована от перемещения срезными штифтами в воронке 1. Внутри распорной втулки имеется конус для посадки запорной пробки. За счет этого соединения удерживается вся потайная колонна, спускаемая в скважину.

Промывочный патрубок состоит из собственно патрубка 4, в котором расположены два циркуляционных отверстия 5, закрытых выпадающими заглушками. Патрубок ввинчен в нижнюю часть воронки. Эта часть разъединителя является верхней частью потайной обсадной колонны и после разъединения остается в скважине.

Узел разъединения представляет собой гидравлический цилиндр с дифференциальным поршнем. Нижней частью поршня является распорная втулка 3. Гильзой гидроцилиндра является верхняя часть цанги, имеющая разгрузочную канавку и упорный буртик. Верхняя часть цанги оканчивается трубной резьбой, в которую ввинчен переводник 7, для присоединения к инструменту.

Силовой кожух состоит из собственно кожуха 8 и контргайки 9. Кожух на метрической резьбе прикреплен к корпусу разъединителя (цанге). При сборке кожух упирают в воронку и фиксируют контргайкой. Теперь, при посадке колонны, весь вес инструмента будет передаваться через силовой кожух, минуя гибкие лепестки цанги.

В состав разъединителя входят также:

верхняя продавочная пробка (см. рис. 5.16, в);

нижняя продавочная пробка (см. рис. 5.16. а) для потайной обсадной колонны, пробка 3 закреплена на распорной втулке 3 срезными шпильками;

запорная (разъединительная) пробка, выполненная из чугуна (рис. 5.16, з). Эта пробка проходит внутри инструмента (от устья до разъединителя), двигаясь в колонне под действием собственного веса. При необходимости ее можно подогнать потоком жидкости (циркуляцией). Для скважин с зенитным углом до места разъединения более 40° поставляется пробка с резиновыми манжетами и головкой из Д16 (рис. 5.16, д);

кольцо “стоп”.

Разъединитель устанавливают между спускаемой обсадной колонной и инструментом, кольцо “стоп” – на забое, малую пробку – цементирующей головке. По окончании затворения пускают малую пробку и продавливают ее до разъединителя. Войдя в разъединитель, малая пробка фиксируется в хвостовике подвесной пробки и перекрывает сечение. Под действием

повысившегося давления срезаются штифты, и пробки единым узлом следуют по обсадной колонне на забой. Дойдя до кольца “стоп”, они фиксируются в нем. Проход обсадной трубы надежно перекрыт. Таким образом, обеспечивается более надежная работа (дублирование) обратного клапана. Затем повышают давление и открывают циркуляционные отверстия. Промывают скважину в течение двух циклов, после чего пускают запорную пробку. По достижении разъединителя пробка перекрывает сечение. Повышают давление, распорная втулка срезает штифты и, сдвигаясь, освобождает цангу. Поднимают инструмент, при этом лепестки цанги свободно выходят из воронки.

Для подвески потайных обсадных колонн внутри технической колонны применяется якорь при длине хвостовика менее 200 м (ориентировочно).

Основные технические характеристики межколонных якорей

Тип якоря	ЯК-102	ЯК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Наибольший диаметр, мм	122	142
Длина, мм.....	1050	830
Диаметр прохода, мм.....	88,6	100
Диаметр выхода шлицов, мм.....	140	160
Тип присоединительной резьбы.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа.....	5,0–15,0	5,0–15,0

Якорь (рис. 5.18) состоит из гидравлического привода и шлицов. Привод включает дифференциальную гильзу 1, расположенную снаружи корпуса 2. Между ними образована цилиндрическая полость, соединенная с трубным пространством отверстием 3. Гидравлический привод уплотнен резиновыми кольцами круглого сечения. Дифференциальная гильза от сдвига удерживается тарированными срезными штифтами. Гильза соединена тягами 4 со шлицами 5, размещенными в обойме 6 с наклонными пазами. На верхнюю часть якоря навинчена муфта. Нижняя часть якоря заканчивается ниппелем.

Якорь устанавливают в верхней части потайной обсадной колонны сразу за разъединителем. При этом он должен располагаться внутри промежуточной колонны. В процессе цементирования после получения сигнала “стоп” давление повышают до значения указанного в паспорте якоря плюс 0,5–1,0 МПа. Под действием давления в цилиндрической полости, передаваемого на гильзу, срезает удерживающие штифты. Шлицы выдвигаются и прижимаются к промежуточной колонне. Колонну разгружают на 20–30 кН, при этом шлицы самозаклиниваются. В случае необходимости подъема при

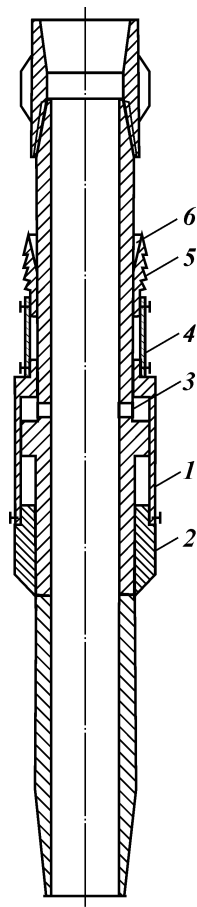


Рис. 5.18. Якорь межколонный типа ЯК

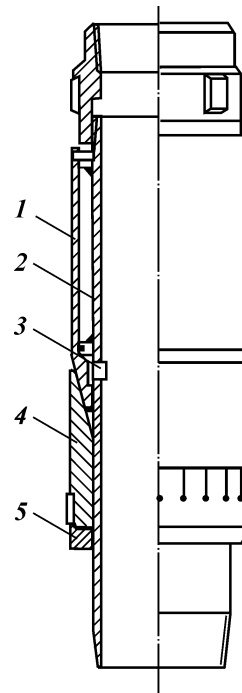


Рис. 5.19. Пакер межколонный

движении колонны вверх шлипсы принимают транспортное положение.

Для предотвращения оголения верхней части потайной колонны труб и дополнительной герметизации пространства между промежуточной и потайной обсадной колонной применяется межколонный пакер.

Пакер (рис. 5.19) состоит из гидравлического привода и манжеты. Привод включает дифференциальную гильзу 1, расположенную снаружи корпуса 2. Между ними образована ци-

Основные технические характеристики межколонных пакеров

Тип пакера.....	ПАК-102	ПАК-114
Диаметр спускаемой потайной колонны, мм.....	102	114
Наибольший диаметр, мм.....	120	142
Длина, мм.....	510	520
Масса, кг.....	22	34
Диаметр прохода, мм.....	88,6	100
Наибольший диаметр пакеровки.....	132	158
Тип присоединительной резьбы.....	ОТТМ-102	НКТ-114
Давление среза штифтов, МПа.....	5,0–15,0	5,0–15,0

линдрическая полость, соединенная с трубным пространством отверстием 3. Гидравлический привод уплотнен резиновыми кольцами круглого сечения. Дифференциальная гильза от сдвига удерживается тарированными срезными штифтами. Гильза заканчивается конусом упирающимся в манжету 4. Манжета упирается в защитную гребенку 5, закрепленную на корпусе. На верхнюю часть пакера навинчена муфта. Нижняя часть пакера заканчивается ниппелем.

Принцип и примерный порядок проведения работ состоит в следующем.

Пакер устанавливают в верхней части потайной обсадной колонны с таким расчетом, чтобы он после спуска находился немного выше окна технической колонны диаметром 146 (168) мм. В процессе цементирования после получения сигнала “стоп” давление повышают до значения, указанного в паспорте пакера, плюс 0,5–1,0 МПа. Под действием давления в цилиндрической полости, передаваемого на гильзу, срезаются удерживающие штифты. Гильза выдвигается и прижимает манжету к промежуточной колонне. Лапки гребенки изгибаются вплоть до упора в промежуточную колонну и в таком виде служат силовым каркасом для манжеты. Далее проводятся все необходимые завершающие технологические операции (проверка обратного клапана, герметичности колонны и т.п.).

5.4. ТЕХНОЛОГИЯ СПУСКА И КРЕПЛЕНИЯ ХВОСТОВИКОВ ПРИ СПЛОШНОМ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА

При проектировании строительства бокового ствола производится расчет проходимости колонн-хвостовиков в соответствии с существующей методикой [93], уточненной (программа Башнипинефти). При увеличении кривизны ствола от заданной по проекту выполняется проверочный расчет проходимости колонны. Типичная компоновка колонны показана на рис. 5.14.

Перед проведением работ следует опрессовать нагнетатель-

ную линию, хвостовик и инструмент на давление 20 МПа. После этого оценивается работоспособность и опрессовывается обратный клапан. При работе с резьбовым разъединителем необходимо иметь короткую (длиной 2–3 м) квадратную трубу.

В процессе бурения БС вскрытые зоны водопроявлений и поглощений бурового раствора должны быть ликвидированы в соответствии с действующими инструкциями.

Боковой ствол скважины прорабатывается компоновкой инструмента, жесткость которой должна быть больше жесткости спускаемой колонны-хвостовика. Для максимального удаления бурового шлама скважины в процессе проработки ствола промывают при турбулентном режиме течения промывочной жидкости. Если позволяет прочность труб и кривизна скважины, то проработку ствола осуществляют с вращением и расхаживанием колонны. Такой режим проработки позволяет легче обеспечить турбулентный режим промывки и полное удаление бурового шлама. Критическая скорость восходящего потока для его турбулизации определяется по упрощенной формуле

$$v_{бр}^* = k_p 25 \sqrt{\tau_{0\ бр} / \rho_{бр}}, \quad (5.18)$$

где $k_p = 1,05$ и $k_p = 1,1$ для колонны диаметром 114 мм и 102 мм соответственно; $\tau_{0\ бр}$ – в Па; $\rho_{бр}$ – в кг/м³.

При малых кольцевых зазорах (например, 9–14 мм) между стенками скважины и стенками планируемой к спуску колонны необходимо осуществить местное расширение ствола между разобщаемыми пластами (водоносным и нефтеносным) с длиной этого участка не менее 5 м. Колонна основного ствола скважины шаблонируется в интервале установки пакера шаблоном с наружным диаметром, меньшим внутреннего диаметра колонны на 3 мм, на длину не менее, чем на 5 м. После этого скважина (боковой ствол) шаблонируется спуском компоновки с долотом и калибратором с проработкой в местах посадки. При большой кривизне ствола ($> 2^\circ$ на 10 м) и осложненности стенок (обнаружении зон посадок, уступов при бурении) скважину дополнительно шаблонируется спуском секции обсадных труб (две-три трубы) на бурильных трубах с тщательной промывкой. Промывка скважины перед цементированием колонны осуществляется при турбулентном режиме течения бурового раствора в течение не менее двух циклов.

Для предотвращения нарушения стенок скважин (поглощения раствора) и снижения давления на продуктивный пласт в связи с малыми кольцевыми зазорами скорость спуска колонны должна быть ограничена следующими значениями:

0,2–0,8 м/с при спуске до устья бокового ствола;

0,1–0,5 м/с в боковом стволе.

При спуске необходимо шаблонировать колонну шаблоном диаметром 87 (98) мм и инструмент шаблоном диаметром 48 мм. Кроме того, требуется шаблонировать все переводники. В процессе спуска колонны, после установки трубы в муфту, первые три нитки резьбы навинчивают вручную цепным или специальным ключом. Дальнейшее завинчивание трубы производится ключом АКБ-3 или АПР. При недовинчивании более трех ниток или полном несвинчивании трубы заменяются. Если резьбовые соединения не свинчены на три нитки, то трубы докрепляют с использованием УМК-1. Допускается после докрепления УМК-1 недовинчивание на одну нитку.

Крутящий момент докрепления резьбового соединения труб ключом УМК должен соответствовать указанным ниже [94]. Докрепление ключом УМК допускается только при наличии моментометров.

Крутящий момент докрепления резьб

Условный диаметр, мм	73	89	102	104
Крутящий момент, Н·м:				
минимальный	900	1260	1725	1940
максимальный	1500	2110	2880	3240

Порядок дальнейших работ сводится к следующим операциям.

1. Спускают хвостовик, подсоединяют разъединитель колонн, доливают колонну промывочной жидкостью и фиксируют по индикатору ГИВ-6 вес хвостовика. Под разъединителем на первой трубе хвостовика должен быть установлен центратор.

2. Соединяют хвостовик с инструментом (колонной бурильных труб) и продолжают спуск колонны. При обнаружении посадки производят промывку колонны с расхаживанием, в случае не прохождения колонны ее поднимают и готовят ствол скважины заново, в том числе с его расширением (полным – при длине порядка 50–100 м, и местным – при большой длине ствола).

3. При спуске обсадной колонны в БС **запрещается ее вращение**. В аварийных ситуациях допускается вращение колонны с цанговым разъединителем вправо частотой 2 об./мин при нагрузке на разъединитель не более 80 кН.

4. При подходе хвостовика к забою давление промывки не должно превышать давления открытия промывочных окон разъединителя минус 2,0 МПа (уточняется с учетом характеристик разъединителя, указанных в его паспорте).

5. Обеспечивают подгонку колонны из расчета, что верхний срез колонны над столом ротора должен быть не более 0,5–1,2 м. Производят посадку колонны на стол ротора с помощью элеватора.

После промывки скважины закрепить цементирующую головку с переходным квадратом. Установить в ней верхнюю продавочную пробку.

Порядок цементирования хвостовика сводится к следующему.

1. Закачивают в колонну буферную жидкость (БЖ) соответствующей рецептуры в расчетном объеме. По имеющимся рекомендациям буферная жидкость должна занимать не менее 10 % длины цементируемого заколонного пространства.

2. Затворяют тампонажный цемент в количестве, необходимом для цементирования хвостовика, согласно рецептурам, выбранным по табл. 5.1 или 5.2, и закачивают его в скважину. Нельзя допускать приготовление и закачивание цементного раствора свыше расчетного, так это может привести к преждевременному загустеванию раствора с избыточным объемом и проникновению его в продуктивный пласт при продавливании.

3. По окончании закачивания цементного раствора в скважину освобождают из цементирующей головки верхнюю пробку (верхнюю часть секционной продавочной пробки) и производят нагнетание продавочной жидкости. При стыковке верхней пробки с нижней подвесной (подвешенной в разъединителе) отмечают скачок давления 3 МПа, срезаются шпильки, удерживающие пробку в корпусе разъединителя, и далее движение их происходит в состыкованном виде (верхней и нижней секции). Продавливание цементного раствора продолжается до получения сигнала “стоп”.

4. Для повышения качества цементирования при кривизне ствола не более 2° на 10 м и небольшой длине (не более 300 м) колонну в процессе продавливания тампонажного раствора допускается расхаживать на высоту 1,5–3,0 м при минимальной скорости движения инструмента.

5. В случае цементирования хвостовика с расхаживанием центраторы ЦОК-102 с раздвижными элементами устанавливают в нижней части колонны не выше 50 м от башмака. При этом расхаживание прекращают при дохождении продавочной пробки не менее 100 м от башмака (недопродавливание 0,6–1 м³ продавочной жидкости в 102-мм трубах и 0,8–1,3 м³ в 114-мм колонне), не достигая давления раскрытия ЦОК.

6. При отсутствии специального оборудования для расхаживания при цементировании колонны (специальной цементиру-

вочной головки, гибкого стального рукава) расхаживание проводят с помощью ведущей трубы. В этом случае порядок работ следующий: после затворения цемента и нагнетания тампонажного раствора в колонну закрывают устье скважины с помощью превентора (для предотвращения преждевременного движения столба раствора вниз), отвинчивают заливочную головку, в трубы вставляют продавочную пробку, навинчивают ведущую трубу на инструмент и после открытия превентора произвести продавку тампонажного раствора с расхаживанием колонны. После этого проверяют работу обратного клапана и герметичность колонны.

Пакерование и подвеска хвостовика производятся повышением давления до 10 МПа. При этом срезаются штифты и выдвигаются шлипсы якоря (для случая, если он установлен). Разгружают колонну на 20–30 кН по показаниям ГИВ, после чего необходимо убедиться в заклинивании якоря. Дальнейшим повышением давления до 16 МПа производят пакеровку колонного пространства между колонной диаметром 146 мм и хвостовиком (у головы хвостовика). Пакер должен быть установлен на расстоянии от верхней кромки окна не более 10 м.

Разъединение хвостовика и бурильного инструмента цанговым разъединителем производится по следующей схеме.

1. Повышают давление до указанной в инструкции по эксплуатации величины, выдавливают заглушки промывочных окон разъединителя. Вызывают круговую циркуляцию продавочной жидкости с помощью цементировочного агрегата и вымывают излишки цементного раствора. Промывку производят в течение 1,5–2,0 циклов. Возможен переход на промывку насосом с большей подачей.

2. Отвинчивают заливочный переводник (головку) и спускают в колонну запорную пробку.

3. Навинчивают ведущую трубу, подвешивают колонну. По истечении 20 мин срабатывание разъединителя также фиксируется по снижению веса инструмента (по ГИВ).

4. Поднимают бурильные трубы, восстанавливают циркуляцию на малой скорости, следя за давлением: скачок выше 8 МПа и мгновенная пульсация циркуляции информирует о разъединении.

В случае применения резьбового разъединителя (РР) работы проводятся следующим образом:

1. По окончании затворения и закачки цементного раствора в скважину освобождают из цементировочной головки малую пробку и нагнетают продавочную жидкость. Фиксируют скачок

давления, свидетельствующий о стыковке верхней пробки с нижней подвесной (подвешенной в разъединителе) и срезе шпилек, удерживающих пробку.

2. Продолжают продавливание до получения сигнала “стоп”, при этом давление “стоп” должно превышать давление в конце цементирования на 2,0–3,0 МПа (но не более давления открытия циркуляционных окон разъединителя). Проверяют работу обратного клапана. Подвешивают и запакерывают хвостовик.

3. Приступают к разъединению. Присоединяют ведущую трубу разгружают компоновку на забой на величину веса хвостовика. Вращают инструмент в правую сторону на 20–30 оборотов. Фиксируют отсоединение по следующим показателям: падению веса компоновки по показаниям ГИВ; появлению циркуляции с уменьшенной величиной давления.

Если хвостовик не отсоединился, то повышают давление и открывают циркуляционное окно. Вымывают остатки цемента из затрубного пространства выше разъединителя и повторяют попытку разъединения (допускается открытие окна и перед первым разъединением). Поднимают трубы на 30–50 м, промывают скважину в течение двух циклов до места стыковки колонн при максимальном расходе жидкости. Поднимают инструмент и спускают его с долотом для разбуривания оставшегося цемента. Оставляют скважину на ОЗЦ.

Заключительные работы проводятся по следующей схеме.

1. После ОЗЦ (в течение 1 сут) разбуривают цементный стакан, оставшийся после срезки цементного раствора в “голове” хвостовика, и промывают скважину до забоя.

2. Производят геофизические работы по определению качества цементирования хвостовика с определением плотности тампонажного материала и характера сцепления его с колонной и выдачей заключения по качеству цементирования.

3. Производят работы по вторичному вскрытию пласта и освоению скважины по отдельному плану.

4. По окончании работ составляют акт, включающий характеристику объекта (по фактическим данным), характер спуска колонны (наблюдавшиеся осложнения, т.е. посадки, затяжки колонны и др.), описание выполненных работ, свойства тампонажного материала, рецептуру и объем буферной жидкости, наблюдаемые давления при разъединении колонн, проведение операции цементирования. Акт подписывают ответственный за проведение работ технолог и буровой мастер. В сложных случаях акт должен быть подписан также геологом и утвержден главным инженером бурового предприятия.

5.5. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ КОЛОНН-ХВОСТОВИКОВ В БОКОВОМ СТВОЛЕ С ОСТАВЛЕНИЕМ ЗАБОЯ ОТКРЫТЫМ (БЕЗ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРОТИВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА)

Эта технология применяется:

- в старых скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами;

- в БС, вскрывших пласты с низкими давлениями и коллекторскими свойствами;

- в условиях хорошей изученности разрезов окружающих скважин, дающих возможность не вскрывать нижележащий водоносный пласт или подошвенную воду;

пласты представлены устойчивыми (преимущественно карбонатами) породами. В настоящее время отсутствуют пакерующие устройства для отключения открытого ствола (ОС), поэтому применяется технология установки вязкопластичного тампона (ВПТ) в ОС.

На рис. 5.20 показана типичная компоновка колонны сверху вниз.

Рассмотрим последовательность работ по технологической схеме цементирования хвостовика с отсечением продуктивного интервала ствола скважины, установкой вязкопластичного тампона (ВПТ) через НКТ.

Производится установка ВПТ из соляробентонитовой гелеобразующей смеси (СБГС) или нефтебентонитовой гелеобразующей смеси (НБГС). Гелеобразующая тампонажная смесь (ГТС) в расчетном объеме, защищенная сверху и снизу буфером из солярового масла, закачивается в скважину через насосно-компрессорные трубы, спущенные на глубину, определяемой нижней границей тампона. Затем НКТ приподнимаются и производится срезка ГТС на уровне башмака спускаемой колонны. По истечении заданного срока гелеобразования спускают колонну-хвостовик. Остальные работы производятся аналогично работам по разделу 5.4. После ОЗЦ разбуривают башмак, обратный клапан, цементный стакан, тампон, и скважину промывают до забоя от остатков тампона (ВПТ). Не допускается применение глинопорошка вместо бентонита. Для предотвращения попадания тампонажного раствора в продуктивный пласт могут быть использованы другие виды (вязкопластичные или вязкоупругие) тампонов, не ухудшающих проницаемость нефтяного коллектора.

Ниже описаны способ приготовления и принципы расчета объема гелеобразующей тампонажной смеси (ГТС) для полу-

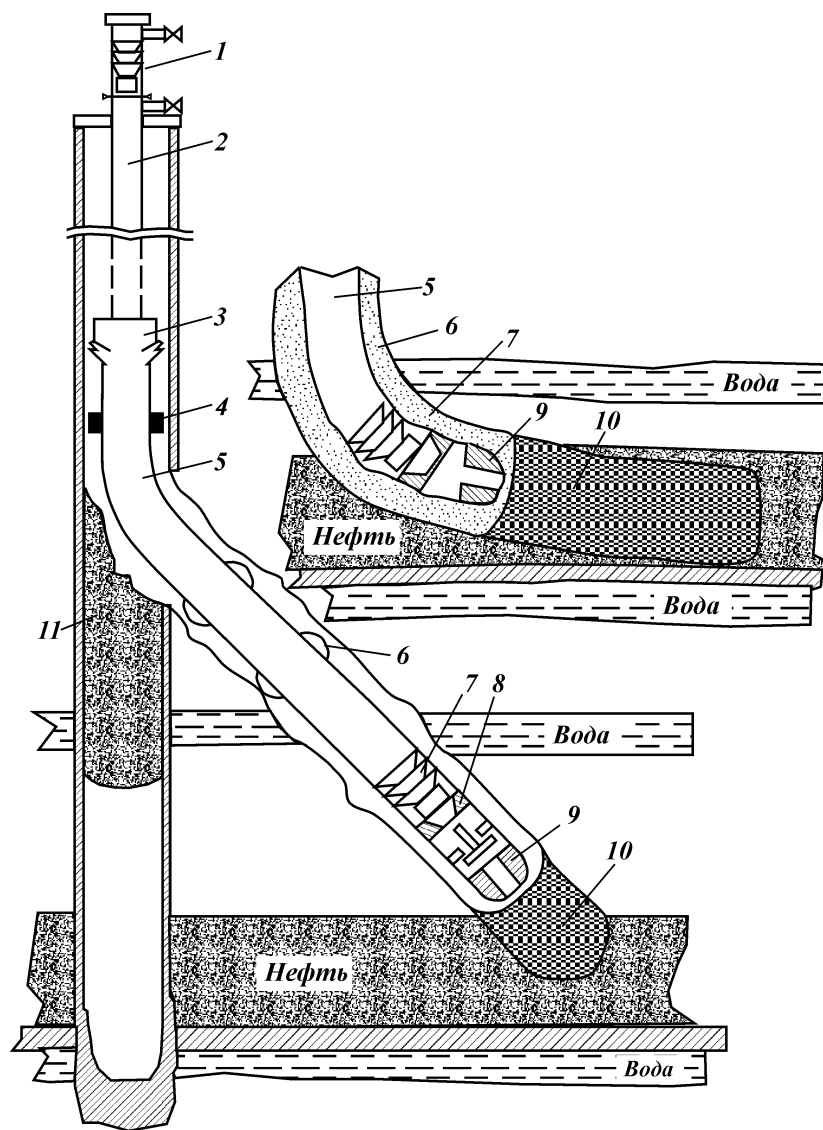


Рис. 5.20. Схема типичной компоновки колонны:

1 – цементировочный переводник или головка; 2 – равнопроходная бурильная колонна-подвеска диаметром 73 мм; 3 – разъединитель с якорем; 4 – пакер; 5 – обсадная колонна-хвостовик; 6 – центраторы; 7 – кольцо “стоп”; 8 – обратный клапан; 9 – башмак; 10 – ВПТ

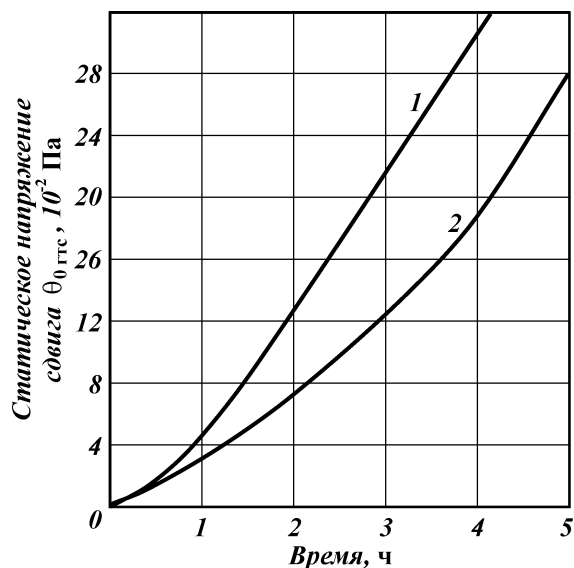


Рис. 5.21. Зависимость статического напряжения сдвига от времени выдержки тампона из соляробентонитовой гелеобразующей смеси:
1 – 0,5:1; 2 – 1:1

чения ВПТ. Необходимую длину ВПТ следует рассчитать, исходя из свойств раствора, т.е. с использованием значений статистического напряжения сдвига $\theta_{\text{ГТС}}$. На рис. 5.21 представлены зависимости значений $\theta_{\text{ГТС}}$ от времени выдержки тампона из соляробентонитовой гелеобразующей смеси. СБГС или НБГС готовится в соотношении углеводородной жидкости к бентониту 0,5:1 или 1:1 по массе в бункере цементировочного агрегата путем засыпки бентонита в углеводородную жидкость и перемешивания образующейся смеси вручную или с помощью насоса агрегата.

Пример.

Исходные данные: диаметр ствола скважины 124 мм; высота столба цементного раствора, который необходимо удерживать, $h_{\text{T}} = 100$ м; масса столба цементного раствора плотностью 1850 кг/м^3 и высотой 100 м составляет 7240 кг; статистическое напряжение сдвига через 4–5 ч (для СБС 0,5:1), $\theta_{\text{ГТС}} = 30 \text{ гс/см}^2$ коэффициент запаса прочности геля $K_{\text{зг}} = 1,5$.

Рассчитать необходимое количества ГТС.

Тогда поверхность сдвига геля высотой 1 м

$$S_{\text{сг}} = \pi d_{\text{с}} h_{\text{T}} = 3,14 \cdot 12,4 \cdot 100 = 3800 \text{ см}^2.$$

Усилие выдерживаемое тампоном длиной 1 м,

$$P_y = S_{\text{сг}} \cdot \theta_{\text{сг}} = 3800 \cdot 30 = 114000 \text{ гс} = 114 \text{ кгс.}$$

Высота тампона $h_t = K_{\text{зг}} \cdot P_{\text{цр}} / P_y = 1,5 \cdot 2240 / 114 = 29,5 \sim 30 \text{ м.}$

Необходимый объем ГС определяют из соотношения

$$V = F_c h_t K_k,$$

где F_c – площадь сечения ствола скважины; K_k – коэффициент кавернозности.

Тогда $V = 0,121 \cdot 30 \cdot 1,3 = 0,47 \text{ м}^3 \sim 0,5 \text{ м}^3$.

Если высота цементного столба, например, 300 м, то необходимо приготовить и закачать $1,5 \text{ м}^3$ ГС с выдержкой его в течение 5 ч после срезки излишков смеси и после этого проводить цементирование хвостовика.

Технология крепления хвостовика диаметром 102 мм в БС с открытым забоем большой длины с установкой моста, применяется в следующих случаях:

- большая длина цементируемого хвостовика (300–1000 м);

- отсутствие условий для установки тампона из бентонитоглинистой или иной гелеобразующей смеси;

- установка моста производится до спуска хвостовика;

- на расстоянии 10–15 м от глубины установки башмака колонны ствол скважины отсекается взрыв-пакером конструкции ВНИИпромгеофизика;

- через спущенную в скважину НКТ устанавливается цементный мост высотой 5–6 м над пакером;

- после спуска и цементирования колонны-хвостовика по истечении срока ОЗЦ разбуривают цементный мост и пакер. Остальные работы проводятся в обычном порядке.

Список литературы

1. *Кагарманов Н.Ф.* Механизм разрушения пород при горизонтальном бурении: Тр. 5-й Всесоюзной науч.-техн. конференции. Разрушение горных пород при бурении скважин, Уфа, 1990.
2. *Кагарманов Н.Ф., Давлетбаев М.Р., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С., Юмашев Р.Х., Гилязов Р.М.* Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами // Межвузовский тематический сб. науч. тр. – Уфа, УГНТУ, 1996.
3. *Совершенствование технологии забуривания новых стволов из обсаженных скважин* / М.О. Ашрафьян, Н.М. Саркисов, Н.Б. Савенок и др. // Нефтяное хоз-во. – 1989. – № 6. – С. 34–38.
4. *Безумов В.В.* Выбор отклоняющих компоновок для забуривания вторых стволов турбинным способом // Нефтяное хоз-во. – 1989. – № 12. С. 20–22.
5. *Йогансен К.В.* Спутник буровика. – М.: Недра, 1981.
6. *Мельничук И.П.* Бурение направленных скважин малого диаметра. – М.: Недра, 1978.
7. *Григорян Н.А., Григорян В.С.* Экономика бурения наклонных скважин. – М.: Недра, 1977.
8. *Гулизаде М.П., Сеид-рза Ф.* Основные принципы проектирования неориентированных КНБК для бурения вторых стволов в глубоких скважинах // Азербайджанское нефт. хоз-во. – 1989. – № 11. – С. 21–22.
9. *Дороднов И.П., Суховерхов В.Г.* Бурение второго ствола скважин эксцентричным долотом / Реф. науч.-техн. сб. Сер. Бурение. Вып. 8. – 1975. – С. 10–12.
10. *Повышение эффективности резки и бурения второго ствола в добывающих скважинах.* – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 12.
11. *Фомин А.В.* Состояние и перспективы развития нефтяной промышленности России // Нефтяное хоз-во. – 1994. – № 1. – С. 6–9.
12. *Меркулов В.П.* Расчет притока жидкости к кусту скважин с горизонтальными забоями // Тр. ин-та Куйбышевский НИИ НПФ. – 1960. – Вып. 2.
13. *Климченко М.Г., Микерин Б.П.* Восстановление бездействующих скважин методом резки второго ствола. – М.: Недра, 1965.
14. *Восстановление бездействующих скважин резкой вторых стволов в АО “Татнефть”* И.Г. Юсупов, Р.Г. Габдуллин, М.Ф. Асадуллин и др. // Нефтяное хоз-во. – 2001. – № 2. – С. 53–56.
15. *Карнаухов М.Л., Близиюков В.Ю., Марданишин М.Р.* Проблемы резки вторых стволов при разработке нефтяных месторождений в Ноябрьском регионе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 2. – С. 12–15.
16. *Патент РФ № 2110665.* Устройство для вырезания участка колонны труб в скважине / Г.С. Рамазанов, Р.М. Гилязов, А.Ш. Зиганшин и др. // Бюл. Открытия. Изобретения. – 1998. – № 13.
17. *Самигуллин В.Х.* Забойные компоновки для управления траекторией

горизонтальных скважин // Сб. науч. тр. Башнипинефти. – Уфа. – 1992. – Вып. 86. – С. 42–43.

18. Бишиев А.Г. и др. Математическая модель пространственного искривления скважин // Технология бурения и заканчивания скважин в Башкирии: Сб. науч. тр. / БашНИПИнефть. – 1983. – Вып. 67. – С. 3–13.

19. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник. – М.: Недра, 1997.

20. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1983.

21. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1988.

22. Ишбаев Г.Г. Скважинные фрезерные инструменты для ремонта скважин. – Уфа: Изд-во Фонда содействия развитию научных исследований, 1997.

23. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990.

24. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989.

25. Девис С.Х., Фолк Дж. Х. Сокращение времени ожидания затвердевания цемента: Пер. с англ. – М., 1957.

26. Алексеев Ю.Ф. Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Башкирии. – Уфа: Башкиргиздат. – 1961.

27. Гилязов Р.М., Габдрахманов Н.Х., Рамазанов Т.С., Уразаков К.Р., Валеев М.Д. Строительство и эксплуатация нефтяных скважин с боковыми стволами. – Уфа. – 2001.

28. Гилязов Р.М., Янтурин А.Ш. Методика расчета потерь осевых нагрузок и момента кручения по длине буровой колонны при бурении бокового ответвления ствола скважины (БОС). РД-39 – 2000. – Уфа: Башнипинефть, 2000.

29. Гежберг Ю.М. Регулирование траектории и диаметра ствола скважины с помощью радиально-упругих свойств // Обзор. информ. Сер. “Бурение”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

30. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М.: Недра, 1974.

31. Янтурин А.Ш. Особенности выбора режимов цементирования обсадных колонн в наклонных и горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – Вып. 5. – С. 20–22.

32. Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1976.

33. Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование наклонных скважин. – М.: Недра, 1983.

34. Маковей Н. Гидравлика бурения. – М.: Недра, 1986.

35. Андресон Б.А., Гилязов Р.М. Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважины. – Уфа: УГНТУ, 2001.

36. Рабинович Н.Р., Смирнова Н.Т., Тевзаде Н.Р. Оценка качества вскрытия пластов и освоение скважин // Обзор. информ. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990.

37. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979.

38. Грей Д.Р., Дарли Г.С. Состав и свойства буровых агентов. – М.: Недра, 1985.

39. Яненко В.И., Крезуб А.П., Дегтярева Л.И. Применение синтетических ПАВ в качестве добавки к боковым растворам при вскрытии продуктивных пластов // Обзор. информ. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.

40. Багринцев М.И. Информационно-методические предпосылки разработки критериев оценки качества вскрытия пластов // Нефтяное хоз-во. – 1985. – № 11. – С. 36–40.

41. Апанович Ю.Г., Яремийчук С. и др. Воздействие на призабойную зону пласта многократными депрессиями // Нефтяное хоз-во. – 1985. – № 4. – С. 28–32.

42. Калинин В. Оценки качества вскрытия пластов и освоение скважин // Нефтяное хоз-во. – 1986. – № 8. – С. 16–21.
43. Рабинович Н.Р. Методика оценки качества вскрытия пластов и освоение скважин. – М.: МНП, 1985.
44. Кабиров Б.З. Комплексная технология вскрытия продуктивных отложений в сложно-построенных геолого-технических условиях заканчивания скважин: Дис. канд. техн. наук. – Уфа, 1986.
45. Методика определения состояния пристволенной зоны пласта геолого-геофизическими методами для условий нефтяных месторождений Украины. – М.: МНП, 1982.
46. Оганов С.А. Предупреждение аварий и осложнений при бурении горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – № 3. – С. 11–14.
47. Adnuy B.S. and Chenevert M.E. Stability of Highly Inclined Boreholes // SPE, Drlg. Eugrg. – 1987. – December. – P. 364–374.
48. Clements W.R. and Yelsma H.H. Horizontal Wells Pose Special Hydraulic Design Considerations // Petroleum Engineer International. – 1989. – Nov.
49. Crouse P.C. Horizontal drilling spurs optimism. // World. Oil. – 1991. – Vol. 212. – № 2. – P. 35–37.
50. Gray G.R., Darly H.C. and Rogers W.F. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids. – Fourth edition. Gulf Publishing Co., Houston. – 1987. – P. 62.
51. Бурение горизонтальной разведочной скважины в сложных горно-геологических условиях // В.Х. Самигуллин // Тез. докл. III международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях, Санкт-Петербург, 5–10 июня 1995. – С. 62.
52. Ракин В.А. Проблемы и пути решения задач промыслово-геофизических исследований горизонтальных и круто наклонных скважин // Нефтяное хоз-во. – 1994. – № 8. – С. 11–16.
53. Skelton J.H. Louisiana Horizontal Well Taps Oil Area of Salt Related Fracturing // Oil and Gas J. – 1992. – Vol. 90. – № 27. – P. 88–90.
54. Sloan E.D. Clathrate Hydrates of Natural Gases // Marcel Dekker. – New-York, 1990.
55. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин. – М.: Недра, 1981.
56. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984.
57. Пеньков А.И., Абдель Рахман Рашид, Растегаев Б.А. Проектирование свойств буровых растворов // Тр. ВНИИКРнефть. Сер. Промывка скважин. – 1989. – С. 4–11.
58. Строительство горизонтальных скважин в ПО “Нижневожскнефть” // А.И. Авдеев, А.Ю. Ропяной и др. // Нефтяное хоз-во. – 1993. – № 9. – С. 36–39.
59. Бадковский Н.А. Рост бурения горизонтальных скважин за рубежом и его экономическая эффективность // Нефтяное хоз-во. – 1992. – № 3. – С. 43.
60. Галлямов М.Н. Новые инженерные научно-технические решения в эксплуатации месторождений девонской нефти // Нефтяное хоз-во. – 1994. – № 8. – С. 5–9.
61. Скоморовская Н.И. Применение ПАВ для вскрытия нефтяных пластов // Нефтяное хоз-во. – 1976. – № 7. – С. 51–52.
62. Moore W.D. ARCO Drilling Horizontal Drainhole for Better Reservoir Placement // Oil and Gas J. – 1980. – Sep. – № 15.
63. Muhray A. Horizontal Drilling Improves Recovery in Abu Dhabi // Oil and Gas J. – 1993. – Vol. 91. – № 38. – P. 54–56.
64. Применение нефтяных растворов в бурении и влияние их на результаты геофизических исследований скважин // Экспресс-информ. Сер. Бурение. – Зарубежный опыт. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – № 12.
65. Масляков А.П. Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов // Обзор. информ. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985.

66. Мухин Л.К., Соловьев В.М., Табунченко В.Н. Физико-химическая модель приствольной зоны скважины, пробуренной в неустойчивых отложениях // Реф. научн. техн. сб. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – № 6. – С. 37–39.
67. Касьянов Н.М., Штырлин В.Ф. Вопросы повышения качества вскрытия продуктивных отложений // Обзорн. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1969.
68. Использование чистых промывочных жидкостей при бурении и заканчивании скважин // Экспресс-информ. Сер. Бурение. Зарубежный опыт. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – № 4. – С. 12–18.
69. Enright D.P., Dye B.M. New Fluid Sistem Substitutes for oilbased fluids // Wold Oil. – 1991. – 221. – № 3. – P. 92–95.
70. Nance W.B. How to Select Oil Mud Applications // Petrol Eng. Jnt. (Jan. 1984). – Vol. 56. – № 1. – P. 30–38.
71. Ammerer Wormann H., Hashemi Rera. Completion Fluids Drilling. – 1983. – Vol. 44. – № 8.
72. Corlev W.T., Patlon Gohn T. Clear Fluids they are not always not – damaging. // Wold Oil. – 1984. – XI. – Vol. 199. – № 6. – P. 66–69.
73. Федосов Р.И. Разработка и совершенствование гидрогелевых буровых растворов с целью повышения скорости бурения, качества вскрытия продуктивных пластов и снижения стоимости строительства скважин: Дисс. канд. техн. наук. – Краснодар, 1996.
74. Darley H.C.H., Gray G.R. Copmposition and properties of drilling and complition fluids. Fifth edition. – Houston, London, Paris, Zurich, Tokyo, Gulf Publishing Company, 1979.
75. Пеньков А.И., Никитин Б.А. Состав и свойства буровых растворов для строительства горизонтальных скважин // Материалы НТС РАО “Газпром”. – Ставрополь, 1996. – С. 63–73.
76. Кнышенко А.Г., Каликович Г.Э. Влияние физико-химических свойств жидкости, насыщающей коллектор, на порометрическую характеристику пласта: Тез. докл. Всесоюзн. науч.-техн. конференции, Ивано-Франковск, 1982. – С. 124–125.
77. А.С. 1661216 СССР, С 12 Р 19/04, С 12 № 1/20. Способ выделения полисахарида из культуральной жидкости / Е.Ф. Григорьев, В.А. Болоховская, Б.А. Андросон и др. // Б.И. – 1991. – № 25.
78. Bland R. Water – based glycol sistems acceptable substitute for oilbased muds // Oil and Gas G. – 1992. – № 29. – P. 54–58.
79. Еременко Б.В., Малышева М.Л. // Коллоидный журн. – 1986. – Т. 48. – № 2. – С. 351–354.
80. Равич М.И. Водно-солевые системы при повышенных температурах. – М.: Наука, 1974.
81. Адсорбция неноногенных ПАВ из водных растворов на пористых метакрилатных сорбентах / Н.А. Клименко, И.И. Гридил и др. // Коллоидный журн. – 1991. – Т. 53. – № 4. – С. 748–752.
82. Patent № 990007, EH, TF, EM Applicant: Metsa speciality chemicals drilling MUD / Andreson Boris Arnoldovich, Bochkarev German Panteleevich and other, 1999.
83. Пат. на изобретение 2163248. Буровой раствор для бурения в обваливающихся породах / Б.А. Андросон, И.Х. Фатхутдинов и др. // Б.И. – 2001. – № 5.
84. Пат. на изобретение 2143455. Буровой раствор / Б.А. Андросон, Г.П. Бочкарев, В.Г. Фидельман и др. // Б. И. – 1999. – № 36.
85. Кошелев В.Н., Куксов В.А. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов за счет использования буровых растворов на основе полианионной целлюлозы // Сб. науч. тр. Технология и материалы для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин – Вып. 2. – Краснодар, 1999. – С. 67–72.
86. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: Башнефть, 1997. – 424 с.

87. Пат. на изобретение 2140521. Способ заканчивания скважин/Б.З. Кабиров, Б.А. Андресон, В.С. Асмаловский и др.//Б.И. – 1999. – № 30.
88. А.С. 1339119 СССР, С 09 К 7/02. Безглинистый буровой раствор/Б.А. Андресон, И.В. Утяганов и др.//Б.И. – 1987. – № 35.
89. Методическое руководство по определению реологических характеристик тампонажных цементных растворов на ротационном вискозиметре. – Уфа: Башнипинефть, 1979.
90. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Эффективность вытеснения буровых растворов и разрушение глинистых корок при цементировании скважин. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1969.
91. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т/А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин. Под ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО Издательство “Недра”. – 1998. – Т. 4.
92. Справочник инженера по бурению/Под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра. – 1973. – Т. 1.
93. Йогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1965.
94. Регламент по бурению боковых стволов и углублению забоев из ранее пробуренных скважин. РД-39-0147585-166-98. – Татнипинефть, 1998.
95. Косьянов Н.М. Влияние содержания глины, химической обработки и температуры в вязкопластичные свойства буровых растворов//Химическая обработка буровых и цементных растворов/Тр. ВНИИБТ. – М.: 1976. – Вып. 27. – С. 142–146.