

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.

В.А.БЛАЖЕВИЧ, В.Г.УМЕТБАЕВ

СПРАВОЧНИК

**мастера
по капитальному
ремонту
скважин**



МОСКВА „НЕДРА“ 1985

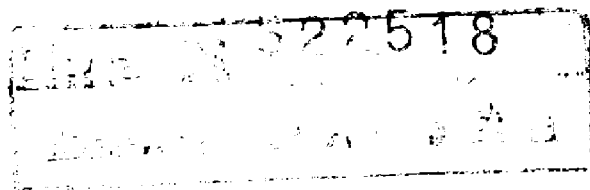
В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин.— М.: Недра, 1985, 208 с.

Изложены основные сведения по геологии нефтяных месторождений, физике нефтяного пласта, промыслово-геофизическим методам исследования скважин. Даны классификация капитальных ремонтов скважин, основные термины и определения. Описаны технологические схемы проведения ремонтно-изоляционных работ и обработок призабойных зон, а также сведения о материалах и реагентах для их выполнения, классификация, технические характеристики и правила эксплуатации оборудования, инструментов и различных приспособлений для капитального ремонта скважин.

Для мастеров капитального ремонта скважин.

Табл. 156, ил. 2.

Рецензент: *Н. С. Горохов*, канд. техн. наук (Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт)



1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В практике эксплуатации нефтяных месторождений применяются фонтанный и механизированный способы добычи нефти. При фонтанном способе нефть поднимается на поверхность под действием пластовой энергии.

Для фонтанирования скважин необходимо, чтобы пластовое давление было больше гидростатического давления жидкости (газожидкостной смеси или газа) в стволе скважины. Подъем жидкости за счет гидростатического напора происходит только до определенной глубины, где давление становится меньше давления насыщения. Тогда из жидкости начинает выделяться газ, который способствует дальнейшему подъему ее на поверхность.

Таким образом, в большинстве случаев скважины фонтанируют за счет энергии газа и гидростатического напора жидкости одновременно. Режим эксплуатации фонтанных скважин является оптимальным при наименьшем газовом факторе. Регулирование режима эксплуатации фонтанной скважины осуществляется созданием противоводавления на ее устье или у башмака фонтанных труб (устьевой или забойный штуцеры).

При снижении пластового давления применяют механизированный способ добычи, включающий установки: скважинных штанговых насосов, центробежных электронасосов, компрессорные.

ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ

Оборудование фонтанной скважины должно обеспечивать герметизацию и разобщение межтрубного пространства, спуск насосно-компрессорных труб (НКТ), направление продукции скважины в замерные установки и полное закрытие скважины. Это оборудование состоит из колонной головки и фонтанной арматуры с манифольдом.

Колонную головку устанавливают при бурении скважины. С ее помощью укрепляют устье бурящейся скважины и подвешивают спущенные в нее обсадные колонны. При бурении, проведении ремонтных работ на колонной головке устанавливают противовыбросовое оборудование, при эксплуатации скважины — фонтанную арматуру.

По ГОСТу фонтанную арматуру изготавливают на рабочее давление 7; 14; 21; 35; 70 и 105 МПа, ее техническая характеристика приведена в табл. 1.

Фонтанную арматуру изготавливают по семи схемам, четыре из которых тройникового типа и три крестового.

Арматура тройникового типа применяется на скважинах с невысокими устьевыми давлениями, в продукции которых имеются песок и другие механические примеси.

Фонтанная арматура состоит из трубной головки и фонтанной елки. Трубная головка служит для подвешивания колонны НКТ и проведения работ при освоении, эксплуатации и ремонте скважины.

Фонтанная елка служит для направления потока жидкости в выкидную линию на замерную установку, регулирования режима эксплуатации и контроля за работой скважины путем спуска глубинных приборов.

Т а б л и ц а 1

Рабочее давление, МПа	Диаметр стволовой части елки, мм		Условный диаметр боковых отводов елки, мм
	условный	фактический	
7	65	65	50; 65
14	65	65	50; 65
21	65 80 100 150	65 80 104 152	50; 65 50; 65 65; 80 100
35	50 65 80 100	52 65 80 104	50 50; 65 50; 65 65; 80
70	50 65 80	52 65 80	50 50; 65 50; 65
105	50	52	50

Рабочие струны арматуры к нефте- или газопроводу подключают с помощью манифольда, состоящего из трех-четырех задвижек, крестовиков, тройников и т. д.

Фонтанная арматура на давление 14 МПа (табл. 2) выпускается с крановыми запорными устройствами тройникового и крестового типов для скважин,

Т а б л и ц а 2

Показатели	Фонтанная арматура				
	АФК1-65×140	АФК1Э-65×140	АФК3-65×140	АФК3а-65×140	АФК5-65×140
Габаритные размеры, мм:					
длина	1845	1350	1845	1845	1845
ширина	430	430	430	430	430
высота	1875	1940	2575	3000	1875
Масса, кг	740	690	975	1250	858

платирующихся фонтанным способом и с помощью установок центробеж- : электронасосов (УЭЦН). Арматура предназначена для работы в некорро- нной среде с содержанием механических примесей до 0,5 % и температурой °С. Запорные устройства арматуры — пробковый кран, рассчитанный соот- ственно на рабочее 14 МПа и пробное 28 МПа давления (его длина 350 мм, ина 205 мм, высота 430 мм; масса 55 кг).

Фонтанная арматура на давления 21 и 35 МПа изготавливается по трой- овой схеме для подвешивания одной или двух колонн НКТ и оснащается моточными задвижками ЗМС1-65×210 и ЗМС1-65×350. Корпус прямооточной вижки заполняется смазкой ЛЗ-162 для предохранения от загрязнения и кор- ни. На отводах елки и трубной головки предусмотрены отверстия для по- и ингибиторов в затрубное пространство и в ствол елки, а также карманы термометра и вентили для манометра.

В задвижке для уплотнения шпинделя применяются манжеты V-образного ния из материала АНГ. Седла уплотняются кольцами из специальной рези- стойкой в рабочих средах с температурой от —60 до +120 °С. Задвижка С1-65×210 имеет длину 350 мм, высоту 660 мм, массу 88 кг; ЗМС1-65×350— ну 390 мм, высоту 820 мм, массу 92 кг. Арматура предназначена для ра- ы в нефтяной, газовой, газоконденсатной средах с содержанием механических месей до 25 мг/л, CO₂ и H₂S до 0,003 и пластовой воды 20 %. В табл. 3 водится техническая характеристика фонтанной арматуры на давления 21 5 МПа.

Таблица 3

Показатели	Фонтанная арматура						
	АФК1-65×210	АФК3-65×210	АФК3а-65×210	АФК1-65×350	АФК3-65×350	АФК3а-65×350	АФК1-100/65×210ХЛ
Давление, МПа:							
рабочее	21	21	21	35	35	35	21
пробное	42	42	42	70	70	70	42
внутренний диаметр про- водного отверстия за- движки, мм	65	65	65	65	65	65	100 (по стволу) 65 (по стру- нам)
Количество подвешиваемых колонн труб	1	1	2	1	1	2	1
Высота подвешиваемых труб, мм	73	73	73	73	73	73	73
Длина, мм	2060	2060	2060	2140	2140	2140	1700
Высота, мм	695	695	695	820	820	820	1160
Масса, мм	1870	2610	2055	1950	2730	3175	1975
Масса, кг	953	1268	1575	993	1324	1639	1609

Фонтанная арматура на давление 70 МПа АФК6-50×700 выпускается крестового типа; двухструнная, однорядная. Эта арматура не рекомендуется для скважин, в продукции которых содержатся механические примеси.

Фонтанная арматура АФ6-65/50×700 отличается от арматуры АФК6-50×700 конструкцией трубной головки, рассчитанной на муфтовую подвеску НКТ. В табл. 4 приводится техническая характеристика этих арматур.

Таблица 4

Показатели	Фонтанная арматура	
	АФК6-50×700	АФ6-65/50×700
Давление, МПа:		
рабочее	70	70
пробное	105	105
Диаметр проходных отверстий, мм:		
по стволу	52	65
по струнам	42	50
Диаметр подвешиваемой колонны труб, мм:		
первого ряда	114	73
второго ряда	73	—
Длина, мм	2500	2575
Высота, мм	2950	3305
Ширина, мм	980	1070
Масса, кг	3000	3305

Фонтанная арматура АФ6а-65/50×700 отличается от арматуры АФ6-65/50×700 схемой и конструкцией трубной головки, рассчитанной на подвешивание двух рядов подъемных труб. Фонтанная арматура АФ6аВ-80/65×700 предназначена для высокодебитных скважин, техническая характеристика которой приведена ниже.

Давление, МПа:	
рабочее	70
пробное	105
Диаметр проходных отверстий, мм:	
фонтанной елки	80
боковых струн	65
Диаметр подвешиваемой колонны труб, мм	73; 114
Пилот с пределами срабатывания, МПа:	
для высокого давления	5—15,5
для низкого давления	0,6—3,6
Давление воздуха для управления пневмоприводными задвижками, МПа	1,2—1,5
Напряжение на электропневматическом клапане, В	200
Температура, °С:	
рабочей среды	120
окружающего воздуха	До —40
Габаритные размеры, мм:	
длина	3320
ширина	1250
высота	4410
Масса (с запчастями), кг	5500

Для фонтанной арматуры на давление 70 МПа применяют прямоточные задвижки со смазкой, рассчитанные на рабочее давление 70 МПа с диаметрами проходного отверстия 50, 65 и 80 мм и имеющие одинаковую конструкцию.

ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Насосная установка состоит из наземной части, включающей в себя оборудование устья скважины (планшайба, тройник, устьевой сальник, сальниковый шток) и станок-качалку, и подземной части, состоящей из насосных штанг, НКТ, подвешенных на планшайбе, насоса и защитных приспособлений для сепарации нефти от свободного газа и песка.

Скважинный насос состоит из цилиндра и полого поршня (плунжера). Всасывающий клапан находится на нижнем конце цилиндра, а нагнетательный клапан — на нижнем (или верхнем) конце плунжера. Эти клапаны открываются только вверх. Плунжер подвешивают на колонне насосных штанг при помощи клетки. Верхний конец колонны штанг присоединяют подвеской к головке балансира станка-качалки.

Скважинный насос спускают в скважину под уровень жидкости. Возвратно-поступательное движение плунжера насоса обеспечивает подъем жидкости на поверхность. В зависимости от глубины скважины, дебита и других факторов подбирают станок-качалку, диаметр НКТ, штанг и скважинного насоса, устанавливают необходимые длину хода и число качаний.

Теоретическая подача ($\text{м}^3/\text{сут}$) насосной установки определяется по формуле

$$Q_{\text{теор}} = 1440 F_{\text{пл}} s n,$$

где $F_{\text{пл}}$ — площадь поперечного сечения плунжера, м^2 ; s — длина хода сальникового штока, м ; n — число качаний в минуту.

Отношение фактической подачи насоса к его условной теоретической называется коэффициентом подачи α :

$$\alpha = Q_{\text{факт}}/Q_{\text{теор}}.$$

Коэффициент подачи насоса учитывает все потери на пути движения жидкости от приемного клапана до устья скважины и изменяется в широких пределах от 0,1 до 1,0. Работа насоса считается хорошей, если $\alpha = 0,7-0,8$.

Коэффициент, подачи зависит от степени наполнения насоса, величины утечек жидкости из труб в скважину, потерь длины хода плунжера.

Наиболее ответственный элемент насосной установки — это насосные штанги. В процессе работы штанги воспринимают следующие нагрузки:

- статические от веса штанг в жидкости, от сил трения плунжера в цилиндре и штанг о трубы;

- силы инерции движущихся масс жидкости и штанг;

- ударные нагрузки, возникающие в результате несоответствия скоростей движения плунжера и жидкости;

- усилия от вибрации колонны штанг.

Штанги и муфты к ним выпускают для легких условий работы из стали 40, нормализованные; для средних условий работы из стали марки 20Н2М, нормализованные; для тяжелых условий работы из стали 40, нормализованные с последующей поверхностной обработкой ТВЧ (токами высокой частоты), и из стали марки 30ХМА, нормализованные с последующим высоким отпусканием и обработкой ТВЧ; для особо тяжелых условий работы из стали марки 20Н2М, нормализованные с последующей обработкой ТВЧ.

Штанги изготавливают диаметрами 12; 16; 19; 22; 25; 28 мм и длиной 8000 мм. Допускается выпуск штанг длиной 7500 мм, но не более 8 % по отношению к количеству штанг длиной 8000 мм.

Изготавливают также укороченные штанги длиной 1000; 1200; 1500; 2000 и 3000 мм.

Масса штанг приводится в табл. 5.

Таблица 5

Условный диаметр штанги, мм	Масса штанги, не более, кг, при длине, мм					
	1000	1200	1500	2000	3000	8000
12	1,20	1,41	1,69	2,16	3,08	7,26
16	2,07	2,39	2,86	3,65	5,23	12,93
19	2,89	3,25	3,92	5,03	7,26	18,29
22	3,71	4,30	5,20	6,70	9,68	24,50
25	5,17	5,85	7,12	9,08	12,93	31,65
28	6,63	7,60	9,04	11,46	16,30	40,47

На практике могут применяться и полые штанги. Их можно использовать как канал для подачи различных химреагентов, а также для беструбной эксплуатации. При этом повышается эффективность эксплуатации пескопроявляющих скважин за счет увеличения скорости подъема жидкости.

В настоящее время освоено производство полых штанг с приваренными к ним головками и муфтами. Тело штанги изготавливают из трубы 42×3,5 мм (сталь 45 или 35), головку штанги — из трубы 56×12 мм, соединительную муфту — из трубы 57×8 мм (сталь марки 15ХМ).

Скважинные штанговые насосы с втулочным неподвижным цилиндром и металлическим плунжером предназначены для откачки нефти (табл. 6) с обводненностью до 99 %, динамической вязкостью до 0,1 Па·с, объемной долей H₂S до 0,1 %, твердых металлических примесей до 0,5 %, свободного газа на входе в насос до 25 %, температурой до 130 °С.

Таблица 6

Скважинный штанговый насос	Характеристика откачиваемой жидкости		
	Объемная доля механических примесей, не более, %	Динамическая вязкость, не более, Па·с	Объемная доля свободного газа на входе в насос, не более, %
НСН1, НСН2, НСНА, НСВ1, НСВ2, НСН2Б, НСВ1Б	0,05	0,025	10
НСВ1П	0,2	0,025	10
НСВ1В, НСН2В, НСН2Т	0,5	0,015	10
НСВГ	0,05	0,1	10
НСВД	0,05	0,015	25

Выпускают насосы следующих типов (ГОСТ 6444—78):

НСВ1 — вставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСВ2 — то же, с замком внизу;

НСВГ — вставной, одноступенчатый, двухплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСВД — вставной, двухступенчатый, двухплунжерный, с втулочным цилиндром и замком наверху;

НСН1 — невставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с втулочным цилиндром и захватным штоком;

НСН2 — то же, с ловителем;

НСНА — то же, с автосцепом;

НСВ1Б — вставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с безвтулочным цилиндром и замком наверху;

НСН2Б — невставной, одноступенчатый, одноплунжерный, с безвтулочным цилиндром и ловителем.

Наибольшее применение находят невставные насосы (трубные), отличающиеся простотой конструкции. Их в основном применяют в высокодебитных скважинах с большим межремонтным периодом. Для смены насоса или его ремонта необходимо поднимать колонну труб.

Вставные насосы спускают в скважины в собранном виде на штангах. Их можно поднимать без подъема НКТ. Эти насосы используют в глубоких скважинах.

Условное обозначение насоса включает тип насоса, исполнение, условный размер в миллиметрах, длину хода плунжера в миллиметрах и наибольшую глубину спуска насоса в метрах; два последних параметра уменьшаются в 100 раз. Например, НСВ1-28-30-15, где 28 — диаметр насоса; 30 (надо умножить на 100) — длина хода плунжера, мм, 15 (надо умножить на 100) — наибольшая глубина спуска насоса, м.

В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром насосы делятся на три группы посадки: 0-я с зазором от 0 до 0,045 мм; 1-я — от 0,020 до 0,070 мм; 2-я — от 0,070 до 0,120 мм.

Насосы по группам посадки подбирают в зависимости от температуры рабочей среды, глубины подвески насоса и вязкости нефти. Например, 0-я группа посадки требуется для легкой нефти, низкой температуры и скважин большой глубины; 1-я и 2-я группы посадки требуются для условий высокой температуры и повышенной вязкости жидкости. 1-я группа посадки применяется при глубине подвески насоса от 500 до 1200 м. Насосы 2-й группы посадки применяют также в обводненных скважинах с большим дебитом и при больших числах качания.

В зависимости от соотношения длины хода сальникового штока и длины плунжера насосы бывают короткоходовые при $s/s_{пл} \leq 1$, среднеходовые при $s/s_{пл} < 2$, длинноходовые при $s/s_{пл} > 2$.

Клапанные узлы насосов применяют с одним или двумя шариками и с увеличенным проходным сечением. Первые применяют при обычных скоростях откачки $ns < 34$ (n — число качаний), а вторые — при повышенных скоростях откачки $ns > 34$ и в скважинах с низким динамическим уровнем. В клапанных

узлах с двумя шариками второй (вспомогательный) обеспечивает своевременную посадку первого (рабочего) на седло.

Седла клапанов изготавливают цилиндрическими, цилиндрическими с буртом и коническими из стали марок 30×13 и 95×18 и из твердого сплава ВК6В. Место посадки шарика притирается при сборке.

Техническая характеристика насосов приводится в табл. 7, 8.

СТАНКИ-КАЧАЛКИ

Станки-качалки выпускаются 13 типоразмеров по ГОСТ 5866—76. Станок-качалка (табл. 9) каждого типа характеризуется наибольшими допускаемой нагрузкой на устьевой шток, длиной его хода и вращающим моментом редуктора.

Условное обозначение станка-качалки включает: СК — станок-качалка, первая цифра — наибольшая допускаемая нагрузка на устьевой шток, далее длина хода и наибольший допустимый крутящий момент на валу.

Станки-качалки бывают с балансирным уравниванием СК2, с комбинированным уравниванием СКЗ, с кривошипным уравниванием от СК4 до СК-20.

Станок-качалка состоит из рамы со стойкой в виде усеченной пирамиды, балансира с поворотной головкой, траверсы из профильного проката с шатунами, опорной траверсы, редуктора с кривошипами и противовесами, подредукторной подставки, двухколодочного тормоза, шкива клиноременной передачи, поворотных салазок электродвигателя и подвески устьевого штока. Привод станка-качалки осуществляется от электродвигателя с частотой вращения вала 750, 1000 и 1500 об/мин.

Редуктор станка-качалки представляет собой совокупность двух пар цилиндрических шевронных зубчатых передач, выполненных с зацеплением Новикова. Техническая характеристика редукторов приводится в табл. 10.

Масло для смазки зубчатых передач и опор валов редуктора поступает из общей масляной ванны-картера. В табл. 11 приводятся сорта смазочных масел, рекомендуемых для применения в различных климатических условиях.

В табл. 12 приводятся номера подшипников редукторов и объем заливаемого в картер масла.

УСТАНОВКА ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установка погружных центробежных электронасосов УЭЦН в основном применяется для эксплуатации обводненных, высокодебитных, глубоких и наклонных скважин. УЭЦН представляет собой погружной агрегат, состоящий из электродвигателя с гидрозащитой и насоса; кабеля, который крепится к спускаемой колонне НКТ крепежным поясом; устьевого оборудования ОУЭН140-65 или фонтанной арматуры АФК1Э-65×140; станции управления и трансформатора, которые устанавливают на расстоянии 20—30 м от устья скважины.

Над насосом располагают обратный и сливной клапаны. Жидкость, откачиваемая насосом, поступает на поверхность по колонне НКТ. В зависимости от поперечного размера УЭЦН подразделяют на четыре условные группы: 5, 5А, 6 и 6А (табл. 13).

Таблица 7

Насос со втулочным цилиндром	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера (номинальная), мм	Идеальная подача при десяти двойных ходах плунжера в мин, м ³ /сут	Глубина спуска насоса, не менее, м	Условный диаметр труб, мм	Габаритные размеры, не более, мм		Масса, не более, кг
						наружный диаметр	длина	
НСВ1	28	1200	11	1500	60	48,2	4 000	37,5
		1800	13	1500			5 200	52,5
		2500	22	1500			6 000	58,0
		3000	27	2500			6 800	64,0
		3500	31	2500			7 200	70,0
НСВ1	32	1200	14	1500	60	48,2	4 000	34,0
		1800	21	1500			5 200	48,0
		2500	29	1500			6 000	51,0
		3000	35	2200			6 600	57,5
		3500	41	2200			7 200	61,0
НСВ1	38	1200	20	1500	73	59,7	4 100	55,0
		1800	30	1500	73	59,7	5 300	70,5
				2000			5 300	70,5
		2500	41	1500			6 100	84,5
		3000	49	2000			6 700	94,0
				3500			6 700	94,0
		3500	57	3500			7 300	100,5
		4500	73	2000			8 200	112,0
				3500			8 200	112,0
		6000	93	3500			9 700	133,0
НСВ1	43	1200	25	1500	73	59,7	4 100	49,0
		1800	38	1500			4 700	55,5
		2500	53	1500			5 500	61,5
		3000	63	1500			6 100	69,5
		3500	73	1500			6 700	75,5
		4500	94	1500			7 600	90,0
		6000	125	1500			9 100	105,0
НСВ1	55	1800	62	1200	89	72,9	4 800	77,5
		2500	85				5 700	85,0
		3000	103				6 300	95,0
		3500	120				6 900	102,0
		4500	155				7 800	114,0
		6000	200				9 300	139,0
НСВГ	38	1800	33	1200	89	72,9	8 300	125,0
	55	2500	42				10 000	142,0
		3000	55				11 300	165,0
		3500	64				11 800	172,0
НСВГ	55 43	1800	38	1200	89	72,9	8 700	120,0
		2500	49				10 400	137,0
		3000	63				11 700	157,0
		3500	73				12 900	175,0

Продолжение табл. 7

Насос со втулочным цилиндром	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера (номинальная), мм	Идеальная подача при десяти двойных ходах плунжера в мин. м³/сут	Глубина спуска насоса, не менее, м	Условный диаметр труб, мм	Габаритные размеры, не более, мм		Масса, не более, кг
						наружный диаметр	длина	
НСВД	$\frac{38}{55}$	1800	62	1200	89	72,9	8 700	127,0
		2500	85				10 300	144,0
		3000	103				11 600	167,0
		3500	120				12 900	175,0
НСВ2	32	2500	29	3500	60	48,2	6 400	42,0
		3000	35				7 000	48,0
		3500	41				7 300	50,8
НСВ2	38	2500	41	3500	73	59,7	6 200	91,0
		3000	49				6 800	100,0
		3500	57				7 400	108,0
		4500	73				8 300	121,0
		6000	98				9 800	141,0
НСВ2	43	2500	53	3000	73	59,7	6 200	74,0
		3000	63				6 800	86,0
		3500	73				7 400	93,0
		4500	93				8 300	103,0
		6000	125				9 800	120,0
НСВ2	55	3000	103	2500	89	72,9	6 900	165,0
		3500	120				7 500	174,0
		4500	154				8 400	188,0
		6000	207				9 900	212,0
НСН1	$\frac{28}{32}$	900	$\frac{8}{10}$	400	48	56	2 850	27,5
				1200			2 900	26,0
	43		19	900 1200	60	73	2 700	59,0
	55		31	800 1000	73	89	2 750	84,0
НСН2	32	1200	14	1200	48	56	3 450	29,0
		1800	21				4 100	34,0
		2500	29				4 600	38,0
		3000	35				5 300	43,5
НСН2	43	1200	25	1200	60	73	3 500	68,0
		1800	38	1200 1500			4 100	88,5
		2500	53	1200 1500			4 850	97,0
		3000	63	2200			5 500	110,0
		3500	73	1200 1500			6 200	120,5
		4500	94	2200			7 000	136,0

Продолжение табл. 7

Насос со втулочным цилиндром	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера (номинальная), мм	Идеальная подача при десяти двойных ходах плунжера в мин, м³/сут	Глубина спуска насоса, не менее, м	Условный диаметр труб, мм	Габаритные размеры, не более, мм		Масса, не более, кг
						наружный диаметр	длина	
HCH2	55	1200	41	1000	73	89	3450	95,5
		1800	62	1200			4500	111,5
		2500	86	1000			4850	130,5
		3000	103	1200			5600	148,6
		3500	120	1200			6200	164,5
		4500	150	1200			7100	188,5
				1800				
HCH2	68	1800	94	1000	89	107	4100	142,5
		2500	131	1000			4700	165,0
		3000	157	1000			5350	187,0
				1600			5350	187,0
		3500	184	1600			5950	205,0
		4500	235	1600			6850	235,0
HCH2	93	1800	177	800	114	133	4300	226,0
		2500	245				4900	254,0
		3000	294				5500	282,5
		3500	344				6100	307,5
		4500	440				7000	350,0
HCHA	43	1800	38	1500	48	56	5050	55,5
		2500	53				5550	61,0
		3000	63				6250	67,0
		3500	73				6750	71,0
		4500	94				7650	80,0
HCHA	55	1800	62	1200	60	73	5100	77,0
		2500	86				5600	89,5
		3000	103				6300	99,5
		3500	120				6800	109,5
		4500	154				7700	125,0
HCHA	68	1800	94	1000	73	91	5100	134,0
		2500	131				5700	146,0
		3000	157				6300	158,0
		3500	184				6900	170,0
		4500	235				7800	190,0
HCHA	93	2500	245	800	89	122	6000	255,0
		3000	294				6600	280,0
		3500	344				7200	310,0
		4500	450				8100	350,0

Таблица 8

Насос с без- втулочным цилиндром	Условный размер насоса, мм	Длина хода плунжера (номиналь- ная), мм	Идеальная подача при десяти двойных ходах плунжера в 1 мин, м³/сут	Глубина спуска насоса, не более, м	Услов- ный диа- метр труб, мм	Габаритные размеры, не более, мм		Масса, не более, кг
						наруж- ный диа- метр	длина	
НСВ1Б	40	1200	21,6	1400	60	48,2	4000	28
		1800	32,5				4600	30
		2500	45,2				5400	32
	50	1200	33,8	1200	73	59,7	4100	39
		1800	50,8				4700	41
		2500	70,5				5500	44
НСН2Б	46	1200	28,4	1000	60	70,0	3320	52
		1800	43,9				3950	58
		2500	59,6				4550	64
	58	1200	45,5	1000	73	84,0	3420	76
		1800	68,3				4020	84
		2500	94,8				4820	92

Таблица 9

Станок-качалка	Наибольшая допустимая нагрузка на устьевой шток, кН	Номинальная длина хода устьевого штока, м	Наибольший допустимый вращающий момент на ведомом валу редуктора, кН·м	Габаритные размеры (при горизонтальном положении балансира), мм			Масса комплекта, кг
				длина	ширина без ограждения	высота	
СК2-0,6-250	20	0,3; 0,45; 0,6	2,5	3 150	1150	2 000	1 600
СК3-1,2-630	30	0,6; 0,75; 0,9; 1,05; 1,2	6,3	4 200	1350	3 300	3 850
СК4-2,1-1600	40	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	16	5 900	1700	4 800	7 200
СК5-3-2500	50	1,3; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	25	7 400	1850	5 550	9 900
СК6-2,1-2500	60	0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1	25	6 550	1850	5 100	9 600
СК8-3,5-4000	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	40	8 500	2250	6 650	15 100
СК12-2,5-4000	120	1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,5	40	7 500	2250	6 400	14 800
СК8-3,5-5600	80	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	56	8 500	2250	6 650	15 600
СК10-3-5600	100	1,5; 1,8; 2,1; 2,5; 3,0	56	8 000	2250	6 550	15 450
СК10-4,5-8000	100	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	80	10 550	2600	9 000	24 900
СК12-3,5-8000	120	1,8; 2,1; 2,5; 3,0; 3,5	80	9 550	2500	8 500	24 800
СК15-6-12500	150	3,0; 3,5; 4,5; 5,2; 6,0	125	13 200	3100	11 500	34 800
СК20-4,5-12500	200	2,3; 2,7; 3,3; 3,9; 4,5	125	11 700	3100	10 700	34 500

Таблица 10

Параметр	Редуктор							
	Ц2НШ-250	Ц2НШ-315	Ц2НШ-355	Ц2НШ-450	Ц2НШ-750Б	Ц2НШ-560	Ц2НШ-630	Ц2НШ-710
Межосевое расстояние ступени, мм:								
тихоходной	250	315	355	450	450	560	630	710
быстроходной	160	200	225	280	300	355	400	450
Суммарное межосевое расстояние, мм	410	515	580	730	750	915	1030	1160
Вращающий момент на ведомом валу, кН·м	2,5	6,3	16	25	40	56	80	125
Нормальный модуль зубьев ступени:								
тихоходной	4,00	4,50	5,60	7,10	8,00	9,00	10,00	11,20
быстроходной	2,50	3,15	3,55	4,50	5,00	5,60	6,30	7,10
Число зубьев шестерни ступени:								
тихоходной	17	19	17	17	17	17	17	17
быстроходной	14	14	14	14	14	13	14	14
Число зубьев колеса ступени:								
тихоходной	95	105	97	96	89	93	95	95
быстроходной	101	101	99	99	94	98	101	101
Передаточное число	40,3	39,9	40,3	39,9	37,1	41,2	40,3	40,3
Габаритные размеры, мм:								
длина	835	1010	1130	1450	1505	1775	1970	2200
ширина	830	1140	1400	1554	1930	1930	2260	2625
высота	510	625	710	888	908	1070	1225	1365
Масса, кг	355	780	1200	2280	3000	4000	6100	8370

Секционные, многоступенчатые погружные электронасосы содержат от 130 до 415 ступеней. Секции насоса размещаются в стальных трубах, соединяемых между собой при помощи фланцев. В корпус секций насоса вставляют пакет ступеней, представляющий собой собранные на валу рабочие колеса и направляющие аппараты. Снизу в корпус ввинчивают основание насоса с приемными отверстиями и фильтр-сетку, через которые жидкость поступает в насос. В верхней части насоса находится ловильная головка, внутри которой расположен обратный клапан. К этой головке крепят НКТ.

Таблица 11

Время года	Район			
	холодный	умеренно-холодный	умеренно-теплый	жаркий
Лето	И-30А	И-40А	И-40А	И-50А
Зима	Осевое «С»	Осевое «З»	И-20А	И-30А

Таблица 12

Редуктор	Номер подшипника на вал			Объем масла, дм ³
	ведущий	промежуточный	ведомый	
Ц2НШ-250	32 610	32 610	3516	13
Ц2НШ-315	32 612	32 613	3520	45
Ц2НШ-355	32 615	32 617	3524	57
Ц2НШ-450	32 616	2 619	3530	122
Ц2НШ-750Б	2 619	2 622	3534	150
Ц2НШ-560	2 622	32 624	3534	180
Ц2НШ-630	32 622	32 630	3544	270
Ц2НШ-710	32 624	32 634	3552	360

Насосы выпускают в трех исполнениях: обычном исполнении для скважин с содержанием в жидкости механических примесей до 0,1 г/л; насосы повышенной износостойкости для скважин с содержанием в жидкости механических примесей свыше 0,1 г/л³ (но не более 0,5 г/л³); насосы повышенной коррозионной стойкости — с содержанием в жидкости сероводорода до 1,25 г/л и водородным показателем рН=6—8,5.

Таблица 13

Группа установки	Поперечный размер установки, мм	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм
5	116,0	121,7
5А	124,0	130,0
6	137,0	144,3
6А	142,5	148,3

В группу 5 входят насосы с наружным диаметром корпуса 92 мм, в группу 5А — 103 мм, в группы 6 и 6А — 114 мм.

Техническая характеристика погружных центробежных электронасосов приводится в табл. 14.

Двигатель, приводящий во вращение погружной центробежный насос, представляет собой специальный маслозаполненный погружной асинхронный электродвигатель (ПАЭД) переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения. Двигатель состоит из статора, ротора, вала головки и основания. Корпус статора изготавливают из стальной трубы с резьбой на концах для соединения с головкой и основанием двигателя.

Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом (для охлаждения и смазки). Корпус электродвигателя имеет следующие диаметры: 103; 117; 123 и 138 мм.

Гидрозащита предназначена для предотвращения попадания пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя и состоит из протектора и компенсатора. Техническая характеристика гидрозащиты приводится в табл. 15.

Установка	Оптимальная		Рекомендуемый диапазон	
	подача, м³/сут	напор, м	подачи, м³/сут	напора, м

Установки группы 5

У2ЭЦН5-40-1400	40	1400	25—70	1425—1015
УЭЦН5-80-1200	80	1205	60—115	1285—715
У3ЭЦН5-130-1200	130	1165	100—155	1330—870
У2ЭЦН5-200-800	200	795	145—250	960—545
УЭЦН5-80-1550	80	1600	60—115	1680—970
УЭЦН5-130-1400	130	1460	100—155	1700—1100
УЭЦН5-80-1800	80	1780	60—115	1905—1030
УЭЦН-40-1750	40	1800	25—70	1850—1340

Установки группы 5А

УЭЦН5А-100-1350	100	1380	80—140	1520—1090
У1ЭЦН5А-160-1100	160	1070	125—205	1225—710
УЭЦН5А-160-1400	160	1425	125—205	1560—1040
У1ЭЦН5А-250-800	250	810	190—330	890—490
У1ЭЦН5А-250-1000	250	1000	190—330	1160—610
У1ЭЦН5А-250-1400	250	1400	190—330	1580—930
У1ЭЦН5А-360-600	360	575	290—430	660—490
У2ЭЦН5А-360-700	360	700	290—430	810—550
У2ЭЦН5А-360-850	360	850	290—430	950—680
У2ЭЦН5А-360-1100	360	1120	290—430	1260—920
У1ЭЦН5А-500-800	500	810	420—580	850—700
УЭЦН5А-160-1750	160	1755	125—205	1920—1290

Установки группы 6

У1ЭЦН6-100-1500	100	1500	80—145	1610—1090
У2ЭЦН6-160-1450	160	1590	140—200	1715—1230
У4ЭЦН6-250-1050	250	1185	90—340	1100—820
У2ЭЦН6-250-1400	250	1475	200—330	1590—1040
У2ЭЦН6-350-850	350	890	280—440	1035—560
УЭЦН6-500-750	500	785	350—680	930—490
УЭЦН6-100-1700	100	1700	80—145	1820—1230
УЭЦН6-350-1100	350	1120	280—440	1280—700
УЭЦН6-250-1600	250	1580	200—330	1700—1075

Установки группы 6А

У1ЭЦН6-500-1100	500	1090	350—680	1350—600
У1ЭЦН6-700-800	700	800	550—900	850—550

Лит. № 322518

Информация УИАИ

Протектор состоит из двух камер, заполненных рабочей жидкостью электродвигателя. Камеры заполняют эластичным элементом — резиновой диафрагмой с торцевыми уплотнениями. Для выравнивания давления в протекторе и скважине служит обратный клапан. Перед спуском в скважину пробку обратного клапана вывинчивают.

Т а б л и ц а 15

Показатели	Гидрозащита	
	1Г52	1Г62
Рабочий объем жидкого масла, л:		
протектора	2,8	4,0
компенсатора	4,5	7,0
Мощность холостого хода, не более, кВт	0,2—0,3	0,25
Мощность передаваемая, не более, кВт	100	180
Диаметр, мм:		
протектора	92	114
компенсатора	103	123
Длина, мм:		
протектора	1374	1435
компенсатора	1007	1012
Масса, кг:		
протектора	40	60
компенсатора	21	31

Компенсатор состоит из камеры, образуемой резиновой диафрагмой, заполняемой рабочей жидкостью электродвигателя. Полость за диафрагмой сообщается со скважиной отверстиями.

Кабель служит для передачи электроэнергии электродвигателю погружного центробежного электронасоса.

Кабели КПБК или КППБПС используют в качестве основных, применяют также кабель КПБП (плоский).

Кабель КПБК состоит из медных одно- или многопроволочных жил, скрученных между собой и изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности, подушки и брони.

Кабели КПБП и КППБПС в общей шланговой оболочке из полиэтилена высокой плотности состоят из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, подушки и брони.

Кабель КППБПС с отдельно ошлангованными жилами состоит из медных одно- или многопроволочных жил, изолированных в два слоя полиэтиленом высокой плотности и уложенных в одной плоскости, подушки и брони.

Используют две станции управления ШГС5802 (табл. 16) для УЭЦН мощностью до 100 кВт и комплектное устройство КУПНА-77 для УЭЦН мощностью свыше 100 кВт.

Станцию управления ШГС5802 выполняют в металлическом шкафу одностороннего обслуживания с отсеком высокого напряжения.

Комплектное устройство КУПНА-77 изготавливают в металлических шкафах защищенной конструкции двустороннего обслуживания.

Показатели	Станция управления	
	ШГС5802-49А2VI	ШГС5802-59А2VI
Напряжение в сети, В	380	380
Напряжение главной цепи (на выходе автотрансформатора или трансформатора), В	2300	2300
Сила тока главной цепи на входе автотрансформатора или трансформатора, А	250	400
Сила тока главной цепи на выходе автотрансформатора или трансформатора, А	75	150
Напряжение цепи управления, В	220	220
Габаритные размеры, мм:		
высота	2150	2150
ширина	1100	1100
длина	500	500
Масса, кг	220±20	255±25

Для установки на открытом воздухе трансформаторы выпускают с масляным охлаждением.

Ниже приводится техническая характеристика комплектного устройства КУПНА-77АVI с двумя станциями управления.

Щит управления	ШЭС5003-29А2
Сила тока силовой цепи, А	100
Напряжение силовой цепи, В	3000
Напряжение цепей управления, В	220
Габаритные размеры, мм:	
длина	2100
ширина	2100
высота	900
Масса, кг	1100

УСТАНОВКА ПОГРУЖНЫХ ВИНТОВЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

Установка состоит из насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля круглого и плоского, станции управления и трансформатора (только для установок УЭВНТ5А-100-1000 и УЭВНТ5А-200-900).

Винтовые электронасосы предназначены для подъема жидкости из скважины с содержанием механических примесей не более 0,6 г/л, свободного газа на приеме насоса не более 50 % по объему, сероводорода не более 0,01 г/л, воды не более 99 % и вязкостью не более $6 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

Погружные винтовые насосы выпускают одной конструкции с двумя рабочими органами (геликоидальные роторы с правым и левым направлением спирали). По принципу действия эти насосы относятся к объемным, а по способу сообщения энергии жидкости — к ротационным. Насосы отличаются только размерами рабочих органов, остальные узлы и детали взаимозаменяемы и унифицированы, что облегчает их производство, эксплуатацию и ремонт.

Рабочие органы изготавливают с различными натягами и зазорами с учетом их теплового расширения в скважинах. Рекомендуемые для различных температурных условий насосы восьми модификаций приведены ниже.

Модификации насосов	ЭВНТ5А-16-1200А		ЭВНТ5А-16-1200Б	
Температура жидкости, °С	До +30		30—50	
ЭВНТ5А-1200В	ЭВНТ5А-25-1000А	ЭВНТ5А-25-1000Б	ЭВНТ5А-1000В	
50—70	До +30	30—50	50—70	
	ЭВНТ5А-100-1000А	ЭВНТ5А-200-900А		
	До +50	До +50		

Техническая характеристика винтовых электронасосов приводится в табл. 17.

Таблица 17

Винтовой электронасос	Подача, м³/сут	Напор, м	Рекомендуемый диапазон	
			подачи, м³/сут	напора, м
УЭВНТ5А-16-1200	16	1200	16—22	1200—600
УЭВНТ5А-25-1000	25	1000	25—36	1000—400
УЭВНТ5А-100-1000	100	1000	100—150	1000—200
УЭВНТ5А-200-900	200	900	200—250	900—250

Электродвигатель для привода винтовых насосов трехфазный, асинхронный, короткозамкнутый, четырехполюсный, погружной маслозаполненный. Состоит из статора, ротора, головки и основания. Кабели, трансформаторы и станция управления винтовых насосов такие же, как и для УЭЦН.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КОМПРЕССОРНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

При компрессорной эксплуатации подъем жидкости из скважины осуществляется с помощью сжатого воздуха или естественного газа. Газ или воздух сжимается в компрессорах, что и определяет название способа эксплуатации. Установка для подъема жидкости с помощью сжатого воздуха или газа называется газлифтом (воздушным подъемником).

По числу спускаемых в скважину колонн труб воздушные подъемники бывают двух- и однорядные. При двухрядном подъемнике в скважину спускаются два ряда труб, расположенных концентрически. Рабочий агент (воздух или газ) нагнетают в кольцевое пространство между двумя рядами труб, а жидкость поднимают по внутренним трубам. Поэтому наружные трубы называются воздушными, внутренние — подъемными.

При однорядном подъемнике спускают один ряд труб, являющийся подъемником. Рабочий агент нагнетают в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и подъемными трубами. Рабочий агент можно подавать и в трубы центрального ряда, тогда жидкость будет подниматься по кольцевому пространству.

Колонна труб для подачи воздуха может быть ступенчатой: в нижней части — меньшего диаметра, в верхней — большего. Это облегчает вес труб первого ряда и улучшает условия выноса песка. Однако исключается возможность наращивания колонны труб.

На промыслах применяются подъемники следующих конструкций:
 однорядные сплошные из труб диаметрами 38, 50, 63, 75 и 100 мм; наибольшее распространение имеют подъемники из труб диаметром 63 мм;
 однорядные, ступенчатые, комбинированные из труб диаметрами 50, 38 мм и 100, 75, 63, 50 мм и т. д.; наибольшее распространение имеет комбинация труб диаметрами 100, 75, 63 мм;

двухрядные со сплошными первым и вторым рядами труб; наибольшее распространение имеет комбинация из труб диаметром 100 мм первого ряда и 63 мм второго ряда.

Рекомендуется применять подъемные трубы следующих диаметров в зависимости от дебита.

Диаметр подъемных труб, мм	38	50	63	75	102
Дебит, т/сут	20—50	50—70	70—250	250—300	Свыше 350

Когда в скважину спущены два ряда труб, пуск ее в эксплуатацию осуществляется следующим образом.

Рабочий агент, нагнетаемый в пространство между двумя рядами труб, вытесняет жидкость в подъемную колонну и в кольцевое пространство между воздушными трубами и эксплуатационной колонной. Уровень жидкости в подъемнике и кольцевом пространстве поднимается. При этом часть жидкости будет поглощаться пластом, когда давление на забой станет выше пластового. Подъем жидкости продолжается до тех пор, пока весь ее объем, находящийся между двумя рядами труб, не вытеснится до башмака подъемных труб. В это время рабочий агент начинает поступать в подъемные трубы и поднимает находящийся в них столб жидкости. Когда уровень смеси (газожидкостной) достигнет выкидного отверстия, начнется выброс. Максимальное давление в момент выброса называется пусковым или продавочным давлением. После выброса давление у башмака подъемных труб падает и становится ниже пластового, в результате чего начинается поступление нефти из пласта.

Для снижения пусковых давлений применяют следующие методы:

метод продавливания жидкости в пласт путем нагнетания рабочего агента и затем закрытия скважины, в результате чего уровень жидкости в скважине снижается и при повторном пуске появляется возможность выдавливания оставшегося столба жидкости;

метод поршневания, заключающийся в предварительном снижении уровня до положения, когда возможно выдавливание оставшегося столба жидкости;

метод постепенного допуска подъемных труб с выдавливанием столба жидкости, равного их объему.

Для обеспечения плавного запуска и снижения пусковых давлений методом аэризации применяют также муфты с отверстиями, устанавливаемые на подъемных трубах на определенном расстоянии под уровнем жидкости. Рабочий агент, поступая в подъемные трубы через отверстия в муфте, газифицирует жидкость, в результате чего начинается перелив, затем выброс.

Нагнетание рабочего агента продолжается до тех пор, пока давление, создаваемое компрессором, не станет достаточным для вытеснения жидкости до башмака подъемных труб. После этого начнется газирование всего столба жидкости, произойдет повторный выброс и установится нормальная работа скважины. Таких муфт можно устанавливать несколько с целью снижения пускового давления до давления, создаваемого компрессором.

Однако уже при нормальной работе скважины отверстия становятся ненужными, даже вредными, так как увеличивается расход рабочего агента. Этот недостаток устраняется применением особых приспособлений — пусковых клапанов, спускаемых в скважину вместе с подъемными трубами. Клапан открывается в начале продавливания жидкости, а после ее выброса автоматически закрывается.

В качестве арматуры на устье компрессорной скважины иногда используется фонтанная арматура, оставшаяся после прекращения фонтанирования скважины. В большинстве же случаев компрессорные скважины оборудуют более легкой и удобной арматурой.

КОМПРЕССОРЫ

Для газлифтной эксплуатации нефтяных добывающих скважин можно применять полупередвижную компрессорную установку марки КС-550.

Для освоения скважин используют передвижную компрессорную установку УКП-80.

Для освоения и бурения скважин с использованием сжатого газа разработана передвижная автономная компрессорная установка КС-16/100.

На базе свободнопоршневых дизельных компрессоров ДК-10 разработан ряд передвижных компрессорных установок:

ДКС-7/200 — предназначена для работы в отдаленных, труднодоступных районах, где в качестве транспортных средств используется вертолет;

ДКС-7/200А — самоходная компрессорная станция, смонтированная на автомобиле высокой проходимости КраЗ-255Б;

ДКС-3,5/200ТП — самоходная компрессорная станция, предназначенная для работы в районах с тяжелыми дорожными и суровыми климатическими условиями; станция смонтирована на плавающем гусеничном транспортере ГТ-Т;

ДКС-3,5/400Б — передвижная компрессорная станция в блочном исполнении предназначена для освоения глубоких разведочных скважин в различных природно-климатических условиях; оборудование ее смонтировано на транспортировочной раме и укрыто цельнометаллическим кузовом; станцию можно перевозить различными транспортными средствами, имеющими грузоподъемность не менее 3,5 т.

На базе свободнопоршневого дизельного компрессора марки СПДКГ-14 выпускается передвижная компрессорная установка марки ТАКС.

Техническая характеристика указанных компрессоров приводится в табл. 18.

2. ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН

ПОДЪЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ — ВЫШКИ И МАЧТЫ

Вышки и мачты — это стационарные или передвижные подъемные сооружения, предназначенные для подвешивания талевого системы, поддержания на весу бурильных и насосно-компрессорных труб или штанг при ремонтных работах.

Таблица 18

Показатели	Передвижные компрессорные установки							
	УКП-80	КС-550	КС-16/100	ДКС-7/200	ДКС-7/200А	ДКС-3,5/200ТП	ДКС-3,5/400	ТАКС
Подача, м ³ /мин	8	60—72	16	7	7	3,5	3,5	50—64
Давление на приеме компрессора, МПа	0,1	0,1—0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1—0,4
Давление нагнетания, МПа	8	0,95—0,64	10	20	20	20	40	0,5—6,4
Привод компрессора	Дизель В2-300	Газовый двигатель ГМ-8	206ГМ-16/100	ДК-10 2 агрегата	ДК-10 2 агрегата	ДК-10 1 агрегат	ДК-10 2 агрегата	ДК-Г-14 —
Мощность привода, кВт	220	400	300	100×2	100×2	100	130×2	230
Расход топлива, кг/ч	43	—	68	34×2	34×2	34	34×2	34
Транспортная база	Гусеничная тележка ТГТ-200 «Восток»	Салазки	Автоприцеп 4МЗАП-5204	Сварная рама-салазки	КрАЗ 255Б	Гусеничный трактор-тягач ГТ-Т	Сварная рама	Сварная рама
Габаритные размеры, мм:								
длина	6615	13 860	10 860	5100	8650	6350	6350	—
ширина	2650	4 500	3 140	3000	2700	3100	—	8400
высота	2870	3 040	3 450	3000	3750	3000	—	3100
Масса, т	16,1	24,48	23,0	23,0	6,8	17,0	11,0	8,1

К стационарным относятся вышки и мачты эксплуатационные, оставшиеся после бурения, специально устанавливаемые для капитального ремонта.

Передвижные вышки и мачты используются на участках безвышечной эксплуатации скважин.

Вышки и мачты различаются по грузоподъемности, высоте и конструкции. Их изготавливают из сортового проката, бурильных и насосно-компрессорных труб и насосных штанг.

В зависимости от системы опор и передачи нагрузки на фундамент, степени разборности и метода сборки вышки подразделяют на башенные и мачтовые. Техническая характеристика их приводится в табл. 19.

Вышки А-образные секционные мачтового типа имеют преимущества перед вышками башенного типа: меньшая металлоемкость при одинаковой грузоподъемности, меньшее число разъемных соединений, удобство размещения на площадке различного оборудования.

Мачты применяют при ремонте неглубоких скважин.

Во время проведения ремонтных работ вышки и мачты подвергаются значительным нагрузкам. Поэтому необходимо их периодически тщательно осматривать: после сборки и подъема, до и после транспортирования в собранном виде, перед ловильными работами, спуском колонн и т. д.

ПОДЪЕМНЫЕ МЕХАНИЗМЫ — ЛЕБЕДКИ, ПОДЪЕМНИКИ, АГРЕГАТЫ

Лебедка служит для спуска и подъема бурильных, насосно-компрессорных и обсадных труб, передачи вращения ротору, регулирования подачи долота на забой, свинчивания и развинчивания труб, проведения вспомогательных работ по подтаскиванию тяжестей и т. д. Лебедки монтируют на автомобилях или тракторах. Их техническая характеристика приводится в табл. 20. Перечисленные в таблице лебедки применяют при сложных ремонтных работах, проводимых в глубоких скважинах.

Подъемник — это механическая лебедка, смонтированная на автомобиле, тракторе или отдельной раме. В первом случае привод лебедки осуществляется от тягового двигателя автомобиля, трактора, в других — от двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя.

Применяются тракторные подъемники ЛТ-11КМ. Азинмаш-43П, ЛПТ-8, ЛПР-10Э, техническая характеристика которых приводится в табл. 21.

Подъемник ЛТ-11КМ представляет собой трактор Т-100М со смонтированными на нем однобарабанной лебедкой, четырехскоростной коробкой передач с механизмом отбора мощности, кабиной тракториста (машиниста), системой управления лебедкой и ее приводом, выведенным в кабину и топливным баком.

Подъемник Азинмаш-43П представляет собой гусеничный болотоходный трактор Т-100МЗБГС или обычный гусеничный трактор Т-100МЗ. Подъемник применяют при ремонте скважин, оборудованных стационарными вышками или мачтами. Он состоит из трансмиссии, лебедки, пневматической системы и системы управления.

Трансмиссия подъемника состоит из четырехскоростной реверсивной коробки передач, приемный вал которой посредством шлицевой муфты соединяется с валом вывода мощности трактора.

Лебедка — однобарабанная, все узлы ее собраны на цельносварной станине коромыслового типа (лебедка полностью унифицирована с лебедкой агрегата

Таблица 19

Показатели	Вышки башенные					Вышки А-образные мачтового типа		Мачты стационарные и передвижные			
	В1-300-53	ВМ-41М	ВМ-28	ВЭС-28-100	ВЭС-28-80	ВАС-42	БУ-80Бр	МЭСН 15×15	МЭСН 17×25	МЭСН 22×25	ПТМ1-40
Номинальная грузоподъемность, т	300	150	110	100	80	200	80	15	25	25	40
Высота, м	53	41	28	28	28	42,8	40,3	15	17	22	22
Размеры оснований, м: верхнего	2×2	2×2	2×2	2×2	2×2	—	—	—	—	—	—
нижнего	10×10	8×8	8×8	10×10	8×8	—	—	—	—	—	—
Высота проема ворот, м	10,5	8,0	8,0	12,0	12,0	—	—	—	—	—	—
Расстояние, м: между опорами ног	—	—	—	—	—	9,2	6,2	4	4	4	—
между опорными шарнирами подкронблочной балки	—	—	—	—	—	2,5	1,5	—	—	—	—
между опорами ног и подкоса	—	—	—	—	—	6,0	6,5—7,0	—	—	—	—
Масса, т	50,5	14,5	14,0	17,7	17,1	24,0	18,2	—	—	—	—

Азинмаш-43А). Барабан лебедки свободно посажен на вал, приводимый во вращение с помощью фрикционной муфты. На правом конце вала барабана посажена безопасная шпилевая катушка, а на левом — цепное колесо для привода ротора. Тормоз лебедки — ленточный односторонний. Вращение на барабан лебедки передается выводным валом коробки передач через приводной вал ле-

Т а б л и ц а 20

Показатели	Лебедка		
	ЛМЗ-2	2ЛБ-3	Л1-4МЗ
Номинальная грузоподъемность, т:			
при оснастке 4×5	60	75	120
„ оснастке 5×6	75	100	158
Приводная мощность, кВт	160	320	320
Натяжение ходового конца талевого каната, кН	78,4	102,9	186,2
Диаметр барабана, мм	400	500	650
Длина барабана, мм	760	690	840
Диаметр тормозных шкивов, мм	1064	1100	1170
Число скоростей	2	3	4
Габаритные размеры, мм:			
длина	4000	3920	3700
ширина	2700	2620	2960
высота	1700	2390	2390
Масса лебедки (без цепей), т	7,2	9,74	11,0

бедки, на конце которого установлен клиноременный шкив для перематывания тартального каната с барабана лебедки на вспомогательный барабан.

Пневматическая система служит для управления фрикционной муфтой включения барабана, увеличения мощности тормозной системы переключения скоростей в коробке передач и управления сцеплением двигателя. Питание пневмосистемы осуществляется от двухцилиндрового автомобильного компрессора, приводимого в действие от шкива вентилятора двигателя.

Управление механизмами подъемника электропневматическое и осуществляется из кабины тракториста (машиниста). Ручное управление тормоза лебедки дублируется ножным пневматическим тормозом, что снижает усилие на рычаге ручного тормоза.

Рабочую площадку и лебедку освещают фарами и светильником, питающимися от электрооборудования трактора.

В табл. 22 приводятся глубины спуска насосно-компрессорных труб (НКТ) в зависимости от оснастки талевой системы.

Подъемник ЛПТ-8 выпускают на базе трактора Т-130. Он предназначен для ремонта скважин глубиной до 2500 м, оснащенных стационарными вышками и мачтами. Подъемник несколько отличается от агрегата Азинмаш-43А. Коробка

Таблица 21

Показатели	Подъемник			
	ЛТ-11КМ	Азинмаш-43П	ЛПТ-8	ЛПР-10Э
Наибольшее тяговое усилие на набегающем конце каната, кН	86,24	73,5	83,3	98,0
Диапазон скоростей набегающего конца каната, м/с	0,78—3,90	0,88—4,01	1,12—5,36	1,50—7,20
Привод лебедки	T-100M	T-100M3	T-130	Два электродвигателя
Мощность привода, кВт	79,4	79,4	117,64	150
Длина каната, наматываемого на барабан (при диаметре каната 15 мм), м	—	2000	2000	2200
Число тормозных шкивов	2	1	2	2
Диаметр тормозного шкива, мм	950	1000	1000	1120
Тормозные ленты:				
число	2	2	2	2
ширина, мм	180	120	160	160
Фрикционный материал	Асбест	Медно-асбестовая плетенка	Ретинакс	Ретинакс
Габаритные размеры, м:				
длина	5200	5950	6440	7000
ширина	2456	2680	2750	2850
высота	2770	3100	3000	2180
Масса, т	15,3	16,4	18,6	12,5

передаточная размещена на задней стенке станины лебедки. Это облегчает обслуживание коробки передач, доступ к прицепному устройству и бортовым фрикционным трактора. Лебедка подъемника имеет более мощную тормозную систему с быстросменными тормозными колодками из ретинакса, надежный и простой в обращении механизм противозатаскивателя, лебедку-катушку со стальным канатом, управляемую из кабины трактора, вместо безопасной катушки.

Подъемная установка ЛПР-10Э собирается на рамах. Она предназначена для освоения и капитального ремонта морских скважин глубиной до 3500 м. В комплект установки входят ротор Р-200, механизм для свинчивания и развинчивания буровых труб диаметром 73 и 89 мм и НКТ диаметром до 114 мм с гидравлическим приводом, гидрораскрепителем и другими средствами малой механизации.

Лебедка установки создана на базе унифицированной лебедки подъемника ЛПТ-8, оснащена противозатаскивающим механизмом, катушкой для подтаскивания тяжестей, цепной звездочкой для привода ротора. Ленточный механический тормоз лебедки сдублирован с электромагнитным тормозом. Это позволяет спускать колонны по заранее заданному режиму торможения.

Агрегат — это подъемная установка, укомплектованная из самоходного транспорта, лебедки, вышки, талевой системы и другого оборудования.

Агрегат Азинмаш-43А смонтирован на гусеничном болотоходном гидрофицированном тракторе Т-100МБГС и предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при ремонте скважин в болотистой и сильно пересеченной местности.

Агрегат состоит из трансмиссии, однобарабанной лебедки, телескопической вышки с талевой системой и передней и задней опорами, кабины оператора,

Т а б л и ц а 22

Диаметр НКТ, мм	Глубина спуска труб, м, при оснастке		
	2×3	3×4	4×5
48,3	6400	—	—
60,3	4000	6000	—
73,0	3000	4400	5700
88,9	2000	3000	4000
114,3	1500	2200	2800

систем гидравлической, пневматической, электрической и системы управления. Агрегат комплектуется механизмом типа АПР-ГП или КМУ-ГП для свинчивания и развинчивания труб.

Лебедка — однобарабанная, с фрикционной пневматической однодисковой муфтой и ленточным тормозом; управление тормозом ножное — пневматическое, ручное — механическое.

Вышка — двухсекционная телескопическая с открытой передней гранью. При транспортировании ее располагают горизонтально над агрегатом на двух опорах (передней и задней). На верхней секции вышки смонтирован кронблок. В рабочем положении верхняя секция опирается на нижнюю посредством упоров, управление которыми пневматическое.

Для безопасной установки вышки в рабочее положение, особенно в ночное время, предусмотрена электрическая сигнализация выдвижения упоров и верхней секции. Электропроводка датчиков сигнализации проложена в трубопроводах.

Для предотвращения удара крюкоблока талевой системы о кронблок на вышке предусмотрен ограничитель подъема крюкоблока, который автоматически прекращает его движения при достижении максимально допустимой высоты. К задней грани нижней секции прикреплена лестница-стремянка, предназначенная для аварийного ремонта механизмов вышки, подъем по которой разрешается только с использованием страхового устройства.

Механизм выдвижения верхней секции состоит из двух канатных роликов, один из которых прикреплен к нижнему поясу верхней секции, а другой — к верхнему поясу нижней секции. Один конец каната, огибающего ролики, с помощью серьги закреплен на верхнем поясе нижней секции, другой — на барабане лебедки выдвижения верхней секции, установленной на задней опоре вышки.

При намотке каната на барабан верхняя секция вышки выдвигается из нижней. Для того чтобы канат не соскакивал, ролики оснащены предохранительными ограждениями.

Страховое устройство предназначено для предохранения от падения рабочего при подъеме на вышку по лестнице-стремянке. Оно состоит из каната, натянутого вдоль лестницы нижней секции вышки, и фрикционного зажима, к которому рабочий прикрепляет свой предохранительный пояс.

При случайном падении рабочего фрикционный зажим под действием веса рабочего разворачивается, его захват перегибает канат и тем самым задерживает падение.

✓ Система освещения агрегата предназначена для работы в темное время суток. Она позволяет освещать рабочую площадку, приемные мостки, кронблок, путь движения крюкоблока, барабан лебедки, пульт управления в кабине и площадку вокруг агрегата. Для этих целей на задней опоре вышки установлены шесть взрывозащищенных светильников типа ФВН-64 и другие источники света. Питание всех осветительных приборов осуществляют от генератора трактора через аккумуляторную батарею напряжением 24 В. В аварийных случаях (разрядка аккумулятора, выход из строя генератора) можно использовать промышленную сеть напряжением 380 В через трансформатор и выпрямительное устройство, установленные на агрегате.

Управление всеми механизмами агрегата при спуско-подъемных операциях осуществляется из кабины тракториста. Поднимают (в рабочее положение) и опускают (в положение для транспортирования) вышку гидравлическими домкратами, управляемыми с выносного пульта. Это позволяет обслуживающему персоналу располагаться на безопасном расстоянии.

В агрегате предусмотрены электрогидравлическая и электропневматическая системы управления, облегчающие труд машиниста подъемника.

Гидравлическая система агрегата предназначена для привода домкратов, лебедки выдвижения верхней ее секции, автомата для свинчивания-развинчивания НКТ, подъема ног задней опоры вышки.

В табл. 23 приводится грузоподъемность агрегата Азинмаш-43А в зависимости от скорости подъема крюка.

Т а б л и ц а 23

Скорость лебедки агрегата Азинмаш-43А	Скорость подъема крюка (при навивке второго ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемная сила на крюке, кН
I	0,225	280
II	0,365	173
III	0,615	103
IV	1,000	63

Агрегат Азинмаш-37А смонтирован на шасси автомобиля КраЗ-255Б высокой проходимости и предназначен для проведения спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при ремонтных работах.

Конструкции лебедки, вышки, талевой системы, системы освещения и других узлов те же, что и у агрегата Азинмаш-43А. Управление всеми механизмами осуществляется из кабины, установленной на кузове автомобиля.

В табл. 24 приводится грузоподъемность агрегата Азинмаш-37А в зависимости от скорости подъема крюка.

Агрегат А-50У смонтирован на шасси автомобиля КрАЗ-257, а промывочный насос 9МГР — на двухколесном автоприцепе. Агрегат предназначен для спуско-подъемных операций при ремонте скважин глубиной до 3500 м, разбуривания цементного стакана, промывки и освоения скважин.

Т а б л и ц а 24

Скорость лебедки агрегата Азинмаш-37А	Скорость подъема крюка (при навивке второго ряда каната на барабан), м/с	Грузоподъемная сила на крюке, кН
I	0,34	320
II	0,72	175
III	1,45	86
Обратный ход	0,92	—

Агрегат состоит из трансмиссии, двухбарабанной лебедки (барабана подъемного и тартального), телескопической вышки с талевой системой, ротора с гидроприводом, компрессора, гидродомкратов, вышки и системы управления.

Грузоподъемность агрегата А-50У в зависимости от скорости подъема крюка приводится в табл. 25.

Т а б л и ц а 25

Скорость лебедки агрегата А-50У	Скорость подъема крюка при оснастке 4/3, м/с	Грузоподъемная сила на крюке, кН
I	0,181	500
II	0,317	345
III	0,695	126
IV	1,215	75

Ротор агрегата — буровой двухскоростной с гидроприводом от гидромотора МН250/100 (возможны и другие); I скорость — $n_1=40$ об/мин, мощность — 23,5 кВт; II скорость — $n_2=70$ об/мин, мощность — 44,1 кВт; максимально допустимое давление масла — 12 МПа.

В ротор вмонтирован клиновой захват — устройство для механизации наиболее трудоемких операций свинчивания и развинчивания труб. Он рассчитан на применение НКТ диаметрами 48, 60, 73 мм и бурильных труб диаметром 73 мм. Для пуска в работу указанного устройства удаляют вкладыш ротора, закрепляют на столе водило, в ротор вставляют центратор и клиновую подвеску требуемого размера.

Гидроротор агрегата А-50У развивает намного больший крутящий момент, чем механизмы типа КМУ, АПР и т. д. При спуске труб (свинчивании) крутящий момент на оси ротора должен соответствовать диаметру трубы. Это достигается регулированием игольчатого дросселя, установленного перед реверсивным золотником в гидросистеме.

Управление механизмами агрегата пневматическое. Питание пневмосистемы осуществляется от компрессора М-155-2 с подачей до 0,6 м³/мин и давлением

Таблица 26

Показатели	Азинмаш-43А	Азинмаш-37А	А-50У
Номинальная грузоподъемность, т	28	32	50
Привод от двигателя	Трактор Т-100МЗ БГС	Автомобиль КрАЗ-255Б	Автомобиль КрАЗ-257
Мощность двигателя, кВт	79,4	176,5	176,5
Лебедка:			
Тип	Однобарабанная		
Диаметр барабана, мм	420	420	425
Длина барабана, мм	800	800	500
Число скоростей прямых	4	3	4
Число скоростей обратных	4	1	4
Длина каната наматываемого на барабан (при диаметре каната 15 мм), м	2 000	2 000	
Число тормозных шкивов	1	1	2
Диаметр тормозных шкивов, мм	1 000	1 000	1 000
Число тормозных лент	2	2	2
Ширина тормозных лент, мм	120	120	150
Вышка:			
Тип	Телескопическая мачта		
Высота от земли до оси кронблока, м	18,0	18,0	22,4
Максимальная длина поднимаемой трубы, м	12,5	12,5	16,0
Оснастка	2×3	2×3	3×4
Диаметр талевого каната, мм	22,5	22,5	25
Масса, кг	—	—	3 787
Ротор:			
Тип	Буровой двухскоростной		
Диаметр проходного отверстия, мм	—	—	142
Нагрузка на стол, кН	—	—	500
Масса, кг	—	—	485
Насос:			
Тип			9МГР
Максимальное давление, МПа	—	—	16
Максимальная подача, л/с	—	—	9,95
Масса, кг	—	—	4 123
Габаритные размеры (в положении для транспортирования), мм:			(с прицепом)
длина	10 050	10 050	12 460
ширина	3 297	2 750	2 650
высота	3 915	4 060	4 160
Масса, кг	22 450	20 400	32 104

1 МПа. Охлаждение тормоза подъемного и тартального барабанов — воздушное.

Технические характеристики всех рассмотренных агрегатов приведены в табл. 26.

Комплекс подъемного оборудования КОРО-80 предназначается для спуско-подъемных операций при проведении наиболее трудоемких ремонтных работ: разбурировании цементных мостов, ловильных работах, фрезеровании, освоении скважин и т. д.

Комплекс состоит из трех блоков: самоходной подъемной установки УПА-80, смонтированной на четырехосном автомобиле МАЗ-537 высокой проходимости; насосного блока БНП-15Гр, смонтированного на двухосном прицепе МАЗ-8926; передвижных приемных мостков МПП-80 на пневмоколесном ходу, снабженных рабочей площадкой и инструментальной тележкой.

В комплекс КОРО-80 также входят ротор Р-200, промывочный вертлюг ВП-80×200, механизированные ключи КГП с гидроприводом для бурильных труб диаметром 73 и 89 мм, механизированные ключи АПР-ГП для НКТ и инструменты для спуско-подъемных операций.

Подъемная установка УПА-80 состоит из однобарабанной грузовой лебедки, электромагнитного тормоза, телескопической вышки с талевой системой, лебедки для исследования скважин и системы управления, находящейся в кабине машиниста. Привод лебедки и других узлов осуществляется от двигателя автомобиля. Установка в рабочем положении укрепляется с помощью четырех оттяжек.

Насосный блок БНП-15Гр состоит из двухцилиндрового поршневого насоса 15Гр с напорной и выкидной арматурой и двух мерных емкостей. Привод лебедки осуществляется от трансмиссионного вала лебедки через специальный карданный вал.

Передвижные приемные мостки МПП-80 состоят из блока рабочей площадки и мостков и блока инструментальной тележки, который при транспортировании жестко соединяется с блоком мостков и составляет переднюю часть двухосного прицепа. Это улучшает монтаж и демонтаж мостков. Техническая характеристика комплекса оборудования КОРО-80 приведена ниже.

Грузоподъемная сила на крюке, кН	800
Скорость подъема крюка, м/с	0,2—1,2
Привод	Двигатель авто- мобиля
Мощность, кВт	386,1
Ле б е д к а:	
Диаметр барабана, мм	490
Длина барабана, мм	750
Диаметр тормозного шкива, мм	1120
Число тормозных лент	2
Ширина тормозной ленты, мм	230
В ы ш к а:	
Высота от земли до оси кронблока, м	28
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	19
Оснастка	4×5
Н а с о с:	
Тип	15Гр
Мощность привода, кВт	213,3
Максимальное давление, МПа	40
Максимальная подача, л/с	16
М о с т к и:	
Максимальная длина укладываемой трубы, м	16
Общая длина труб (диаметром 73 мм), укладываемых на стеллажах, м	4500

Рабочая площадка:			
Габаритные размеры, мм:			
длина	.	.	3200
ширина	.	.	4100
высота	.	.	2100
Ротор:			
Тип	.	.	P-200
Диаметр проходного отверстия стола, мм	.	.	200
Нагрузка на стол, кН	.	.	1250
Вертлюг промывочный:			
Тип	.	.	ВП-80×200
Диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	.	.	75
Рабочее давление, МПа	.	.	20
Габаритные размеры (в положении транспортирования), м:			
	УПА-80	БНП-15Гр	МПП-80
длина	15500	7800	17100
ширина	3200	2500	3200
высота	4250	3500	3100
Масса, кг	48000	8820	10785

ТАЛЕВАЯ СИСТЕМА

Талевая система служит для передачи тягового усилия с барабана лебедки на подъемный крюк. Она состоит из системы неподвижных роликов-кронблока, подвижных роликов — талевого блока, крюка, талевого каната и направляющего ролика.

В настоящее время выпускают оборудование талевой системы нового нормального ряда, которое обеспечивает высокую степень унификации различных типоразмеров и облегчает обслуживание в промысловых условиях.

Кронблок располагают на верхней площадке вышки (мачты). Талевый блок в талевой системе монтируют между кронблоком и крюком, так чтобы он мог перемещаться во время спуско-подъемных операций.

Подъемный крюк предназначен для подвешивания элеваторов с помощью штропов, вертлюгов и другого оборудования и приспособлений при спуско-подъемных операциях. Иногда подъемные крюки комплектуют в одном корпусе с талевым блоком. Такие конструкции называются крюкоблоками. Это позволяет уменьшить высоту вышки (мачты).

Талевый канат — это ответственный быстроизнашивающийся элемент талевой системы, связывающий талевый блок с кронблоком. Талевый канат изготавливают из стальной проволоки, которую свивают в пряди. Канаты свивают из прядей, навиваемых на пеньковый сердечник, что придает канату круглую форму и гибкость, улучшает смазку каната за счет лучшей пропитки пенькового сердечника смазывающим веществом.

Диаметр каната должен быть в 20—25 раз меньше диаметра шкива блоков талевой системы.

Состояние талевого каната необходимо систематически контролировать. Канат нужно содержать по возможности в чистоте, не допуская попадания в нефть, пластовую жидкость, регулярно проводить смазку. Смазка защищает канат от коррозии и предохраняет его от износа; для смазки рекомендуется применять машинное масло, а не нефть, разрушающе действующую на канат, особенно на пеньковый сердечник.

В начальный период работы канат надо нагружать постепенно.

После длительных простоев, особенно при низких температурах, спускать и поднимать талевый блок необходимо на низких скоростях подъемника для сохранения смазки каната.

Крепление ходового конца каната на барабане лебедки должно быть надежным, намотка каната на барабан должна проводиться ровными рядами. На барабане лебедки при самом нижнем положении талевого блока должно оставаться не менее трех витков. Талевый канат должен быть заменен новым, если при осмотре его обнаружится один из следующих дефектов:

оборвана одна прядь каната;

на шаге свивки каната диаметром до 20 мм число оборванных проволок составляет более 5 %, а диаметром свыше 20 мм — более 10 % от всего числа проволок в канате;

одна из прядей вдавлена вследствие разрыва сердечника каната;

канат вытянут или сплюснут и его наименьший диаметр составляет 75 % и менее от первоначального;

на канате имеется скрутка («жучок»);

износ или коррозия 40 % и более первоначального диаметра проволок.

Неподвижный конец талевого каната должен быть закреплен тремя винтовыми зажимами, и радиус изгиба должен быть равен не менее девяти его диаметрам. Канат не должен касаться элементов подъемного сооружения.

При оснастке талевой системы длина каната должна быть такой, чтобы при самом нижнем положении талевого блока на барабане лебедки оставалось не менее трех витков каната.

Штропы предназначены для подвески элеватора на подъемном крюке или крюкоблоке. Их изготавливают из цельнотянутой стали высокого качества. При спуско-подъемных операциях в зависимости от типа применяемых элеваторов и грузоподъемности штропов применяют один или два штропа.

Направляющий ролик предназначен для изменения направления талевого каната от барабана лебедки к кронблоку и предохранения вышек и мачт от опрокидывания. Он состоит из опорной плиты, ролика, оси, роликподшипников, предохранительного кожуха. Ролик имеет шарнирное устройство, которое допускает его вращение в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Направляющие ролики выпускают по нормам Н639-53 грузоподъемностью 4, 8 и 12 т.

Технические характеристики унифицированных кронблоков и талевых блоков, крюков и крюкоблоков, стальных канатов и штропов приводятся в табл. 27—30.

Таблица 27

Штроп	Грузоподъемность двух штропов, т	Основные размеры, мм				Масса двух штропов, кг
		длина	диаметр	ширина	ширина (по ручкам)	
Ш6ЭН-75	75	1300	60	330	487	127
Ш6ЭУ-75	75	975	60	330	498	97
ШЭН-50	50	890	45	210	405	52
ШЭН-25	25	850	35	190	210	31

Таблица 28

Показатели	Кронблок									Талевый блок					
	КБЭ-12,5	КБЭ-20	КБЭ-32	КБЭУ-50	КБЭР-50	КБЭ-80	КБЭР-80	КБЭ-125	КБЭР-125	БТЭ-12,5	БТЭ-20	БТЭ-32	БТЭ-50	БТЭ-80	БТЭ-125
Грузоподъемность, т	12,5	20,0	32,0	50,0	50,0	80,0	80,0	125,0	125,0	12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125,0
Исполнение	I	I	I	I	II	I	II	I	II	I	I	I	I	II	II
Число канатных шкивов	2	3	3	4	4	4	4	6	6	1	2	2	3	3	5
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	400	450	560	670	670	800	800	800	800	400	450	560	670	800	800
Диаметр талевого каната, мм	16,0	18,5	22,5	26	26	28	28	28	28	16	18,5	22,5	26	28	28
Габаритные размеры, мм:															
длина	342	420	484	642	2225	780	840	895	1055	184	262	314	452	520	680
ширина	540	600	720	850	672	1020	2225	1020	2225	500	556	680	800	860	930
высота	498	558	688	800	967	940	1045	940	1070	995	990	1255	1405	1740	1800
Масса, кг	102	162	390	529	764	700	1000	1120	1520	105	181	288	517	950	1375

Примечания: 1. Кронблоки изготавливают в двух исполнениях: I — для передвижных подъемных установок и стационарных эксплуатационных мачт; II — с подкронблочной рамой для стационарных эксплуатационных вышек. 2. Талевые блоки изготавливают в двух исполнениях: I — с однозвенной серьгой; II — с трехзвенной серьгой.

Показатели	Крюк						Крюкоблок					
	КрЭ-12,5	КрЭ-20	КрЭ-32	КрЭ-50	КрЭ-80	КрЭ-125	КрБЭ-12,5	КрБЭ-20	КрБЭ-32	КрБЭ-50	КрБЭ-80	КрБЭ-125
Грузоподъемность, т	12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125	12,5	20,0	32,0	50,0	80,0	125
Тип	Однорогий			Трехрогий			Однорогий			Трехрогий		
Диаметр зева основного рога, мм	70	70	100	100	170	170	70	70	100	100	170	170
Радиус зева боковых рогов, мм	—	—	70	76	105	105	—	—	70	76	105	105
Расстояние между осями боковых рогов, мм	—	—	155	170	230	230	—	—	155	170	230	230
Просвет серьги, мм	255	255	253	283	380	380	—	—	—	—	230	230
Усилие подъема амортизационной пружины, кН	2	2	4	4	1,5	1,5	—	—	—	—	—	—
Длина рабочего хода амортизационной пружины, мм	90	90	100	100	135	135	—	—	—	—	—	—
Число канатных шкивов	—	—	—	—	—	—	1	2	3	3	5	5
Диаметр канатных шкивов по дну желоба, мм	—	—	—	—	—	—	400	450	560	670	800	800
Диаметр талевого каната, мм	—	—	—	—	—	—	16,0	18,5	22,5	26,0	28,0	28,0
Габаритные размеры, мм:												
длина	286	300	422	516	650	750	266	303	422	474	710	830
ширина	—	—	294	326	350	400	540	556	680	800	960	960
высота	1008	1053	1353	1443	1800	2000	1343	1438	1848	2008	2800	2900
Масса, кг	61,2	89,51	72,4	269,3	400	675	159	247	430	737	1450	2400

Таблица 30

Диаметр, мм					Расчетная площадь сече- ния всех про- волоков, мм ²	Расчетная масса 1000 м смазанного каната, кг	Маркировочная группа канатов по временному сопротивлению разрыва, МПа									
каната	центрального слоя про- волоки	первого слоя (внутрен- него) проволоки	второго слоя проволоки	седьмого слоя (наруж- ного) проволоки			1400	1600	1700	1800	2000					
							Расчетное разрывное усилие, не менее, кН									
							суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом	суммарное всех проволок в канате	каната в целом
10,0	0,45	0,40	0,40	0,60	34,88	335,6	—	—	55	46	58	49	61	51	68	56
11,5	0,50	0,45	0,45	0,70	46,05	443,0	—	—	72	61	77	65	81	67	90	73
12,5	0,55	0,50	0,50	0,75	54,44	524,0	—	—	85	73	91	77	96	79	106	87
13,5	0,60	0,55	0,55	0,85	68,21	656,5	—	—	107	91	113	97	120	99	133	108
15,0	0,65	0,60	0,60	0,95	83,55	804,0	—	—	131	111	139	118	147	122	164	133
16,0	0,70	0,65	0,65	1,00	94,69	911,0	—	—	148	126	157	134	167	138	185	150
17,5	0,75	0,70	0,70	1,10	112,63	1085,0	154	131	176	150	187	149	198	164	221	179
18,5	0,80	0,75	0,75	1,15	125,51	1210,0	172	146	196	167	209	177	221	183	246	199
19,5	0,85	0,80	0,80	1,20	139,12	1340,0	191	162	218	185	232	197	245	203	272	221
21,0	0,90	0,85	0,85	1,30	160,67	1546,0	220	187	252	214	268	227	284	234	315	256
22,5	0,95	0,90	0,90	1,40	183,79	1746,0	252	214	288	245	306	260	324	267	360	293
26,0	1,10	1,05	1,05	1,60	243,98	2350,0	335	234	382	325	406	345	430	356	478	388
28,5	1,20	1,15	1,15	1,80	302,18	2910,0	415	352	473	402	503	428	533	441	592	481
30,0	1,30	1,20	1,20	1,90	334,25	3216,0	458	390	524	445	557	473	589	488	655	532

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СПУСКО-ПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Элеватор предназначен для захвата и удержания на весу труб при спуско-подъемных операциях. Выпускают трубные элеваторы для обсадных, бурильных труб, НКТ и штанговые элеваторы для штанг. По конструкции элеваторы делятся на одноштропные и двухштропные. Основные детали элеватора — корпус, захват, замок и предохранитель.

При эксплуатации элеваторов пружинные узлы часто забиваются парафином, грязью. Поэтому каждый раз после окончания работ требуется промыть элеватор соляной или керосином, а перед началом работ убедиться в исправности всех его узлов.

Элеватор ЭГ предназначен для работы с использованием спайдеров, механических ключей и автоматов. Он состоит из литого корпуса из стали марок 40ХНЛ, 15ХНЗЛ или 20ХНЗЛ, опорного бурта под муфту трубы, створки и защелки, закрепленных на осях, фиксатора с пружиной, шарнирного пальца и серьги.

При спуско-подъемных операциях применяют только один элеватор ЭГ, так как механизм для свинчивания и развинчивания труб АПР имеет клиновой захват, заменяющий нижний элеватор.

Техническая характеристика элеваторов ЭГ приводится в табл. 31.

Одноштропные трубные элеваторы конструкции Азинмаша-ЭТА предназначены для тех же целей, что и элеваторы типа ЭГ. В отличие от элеваторов ЭГ элеватор ЭТА можно использовать для труб нескольких типоразмеров благодаря наличию сменных захватов. Этот элеватор позволяет заменить шесть элеваторов других конструкций.

Элеватор состоит из корпуса и серьги, соединенных шарнирно с помощью пальцев и шплинтов. Внутри корпуса помещен узел захвата под муфту свинчиваемых и развинчиваемых труб, а с внешней стороны расположена рукоятка, соединенная с корпусом, и направляющие.

Рукоятка имеет фиксатор, корпус — предохранительную планку для предотвращения самопроизвольного открытия элеватора от случайных ударов, вибрации и т. д. Внутри корпуса элеватора имеются продольные пазы, по которым скользят шлицы сменного захвата.

Для надевания элеватора на трубу при подаче с мостков оператор левой рукой берется за серьгу, правой рукой отжимает пружину фиксатора и отводит рукоятку влево до упора, корпус элеватора наклоняется и направляется на трубу. Захват элеватора, скользя шлицами по пазам в корпусе, выходит из него и челюсти захвата, скользя по направляющим, расходятся. Раскрытые челюсти обхватывают тело трубы и заходят обратно в гнездо корпуса элеватора, после чего рукоятку с фиксатором отводят вправо до захода предохранительной планки фиксатора за вырез на корпусе элеватора.

Для снятия элеватора с трубы оператор правой рукой отжимает пружину фиксатора, отводит рукоятку влево до упора, при этом челюсти захвата выходят из гнезда корпуса и освобождают трубу.

Элеваторы типа ЭТА выпускают следующих грузоподъемностей и типоразмеров:

элеватор грузоподъемностью 32 т для НКТ диаметрами 48, 60, 73 мм с гладкими и высаженными наружу концами;

Таблица 31

Элеватор	Услов- ный диам- метр труб, мм	Наруж- ный диам- метр труб, мм	Грузо- подъ- ем- ность, т	Размеры, мм				Масса, кг	
				диам- метр рас- точки под трубу	длина	ширина	высота	со штро- пом	без штропа
ЭГ-33-168 *	33	37,3	16	39	160	155	425	11	7
ЭГ-42-16В	42	46,0	13	48	160	155	425	11	7
ЭГ-48-16	48	—	16	50	160	155	425	11	7
ЭГ-48-16В	48	53,2	16	56	160	155	425	11	7
ЭГ-60-50 ЭГ-60-50В	60	— 65,9	50	64 68	220	185	490	21	12
ЭГ-73-80 ЭГ-73-80В	73	— 78,6	80	76 81	220	225	535	30	16
ЭГ-89-80 ЭГ-89-80В	89	— 95,25	80	92 98	225	250	540	32	16
ЭГ-102-80 ЭГ-102-80В	102	— 107,95	102	104 110	250	285	620	52	31
ЭГ-114-80 ЭГ-114-80В	114	— 120,65	114	117 124	250	285	620	52	31

* Трубы с высаженными наружу концами.

элеватор грузоподъемностью 50 т для НКТ диаметрами 48, 60, 73 мм с гладкими и высаженными наружу концами;

элеваторы грузоподъемностью 80 т для НКТ диаметрами 89, 114 мм с гладкими и высаженными концами.

Для смены захватов необходимо ослабить гайки, крепящие направляющие к корпусу элеватора, и повернуть направляющие на 90°. Далее отжимают пружину фиксатора и рукоятку поворачивают влево до упора, из корпуса элеватора вынимают захват и вставляют другой нужного размера. После этого рукоятку фиксатора отводят вправо до упора, а направляющие возвращают в первоначальное положение и закрепляют.

После окончания работ необходимо тщательно промыть шлицевое соединение элеватора и смазать. Перед началом работ следует убедиться в исправности фиксатора и его предохранительной планки, проверить люфт рукоятки фиксатора.

Техническая характеристика элеватора ЭТА приводится в табл. 32.

Таблица 32

Элеватор	Условный диаметр труб, мм	Грузоподъемность, т	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
ЭТА-32	48 60 73	32	260	200	525	16,0
ЭТА-50	48 60 73 89	50	280	230	550	22
ЭТА-80	73 89 102 114	80	300	270	575	27

Элеваторы типа ЭХЛ предназначены для спуско-подъемных операций с трубами и для вспомогательных работ при монтаже-демонтаже механических ключей и автоматов для подземного ремонта скважин.

Элеватор состоит из кованого корпуса, затвора и рукоятки. В верхней части корпуса имеется кольцевая проточка, в которую укладывается затвор с ввинченной рукояткой.

Для предохранения трубы от выпадания служат затвор и предохранитель. Затвор с ввинченной в него рукояткой поворачивается по кольцевой проточке верхней части корпуса. Для предупреждения самоотворачивания рукоятки установлен винт.

Предохранитель состоит из корпуса с подпружиненным штоком, в который ввинчена ручка. В верхней части рукоятка имеет скошенный выступ. Для закрытия элеватора необходимо рукоятку затвора поворачивать по часовой стрелке до тех пор, пока она не коснется скошенного выступа штока, отожмет его вниз и займет крайнее левое положение в прорези корпуса элеватора.

Под действием пружины шток поднимается вверх и фиксирует закрытое положение элеватора.

Для открытия элеватора необходимо отжать шток вниз и одновременно повернуть ручку затвора против часовой стрелки до упора.

Корпус элеватора данной конструкции работает на изгиб и из-за асимметричного распределения нагрузки на муфту НКТ по ее нижнему торцу труба изгибается, увеличивается вероятность аварий в процессе спуско-подъемных операций.

При эксплуатации нужно следить за чистотой канавок корпуса элеватора, по которым перемещается рукоятка затвора.

Техническая характеристика элеватора ЭХЛ приводится в табл. 33.

Для НКТ с высаженными концами в настоящее время не имеется двухштропных элеваторов, выпускаемых серийно.

Таблица 33

Элеватор	Условный диаметр труб, мм	Грузо-подъемность, т	Размеры, мм				Масса, кг
			диаметр расточки под трубу	длина	ширина	высота	
ЭХЛ-48	48	10	50	370	135	110	14
ЭХЛ-60	60	15	62	370	155	110	17
ЭХЛ-73	73	25	75	370	160	130	20
ЭХЛ-89	89	35	91	395	180	145	27
ЭХЛ-114	114	40	116	440	210	160	35

Двухштропный трубный элеватор с автоматическим захватом типа ЭТАД предназначен для захвата и удержания на весу колонны НКТ и бурильных труб при спуско-подъемных операциях с применением механизма для свинчивания и развинчивания труб, а также без него. Элеватор снабжен сменными захватами, позволяющими поднимать и спускать колонну труб диаметрами 48, 60 и 73 мм.

Техническая характеристика элеваторов ЭТАД приведена в табл. 34.

Ключи трубные и стопорные предназначены для свинчивания и развинчивания НКТ во время спуско-подъемных операций. Трубные ключи служат для захвата трубы за тело, а стопорные — за муфту.

Ключи трубные КТМ и стопорные КСМ применяют при работе с автоматом АПР, имеющим вращающий момент 2,0—3,0 кН·м.

Таблица 34

Элеватор	Условный диаметр труб, мм	Грузо-подъемность, т	Размеры, мм			Масса (без захвата), кг
			длина	ширина	высота	
ЭТАД-32	48	32	370	200	120	15
	60					
	73					
ЭТАД-50	48	50	410	240	175	21
	60					
	73					
	89					
ЭТАД-80	73	80	510	260	220	35
	89					
	102					
	114					
ЭТАД-125	73	125	610	300	250	55
	89					
	102					
	114					
	127					

Ключ трубный КТМ состоит из челюсти и створки, шарнирно соединенных между собой винтом. Челюсть имеет защелку, закрепленную на валике с прорезью для пружины. Створка снабжена специальным шипом, на который под действием пружины накидывается защелка. Внутренняя поверхность челюсти имеет сухарь с насечками. Эксцентрическая расточка внутренней поверхности челюсти обеспечивает заклинивание сухаря между трубой и челюстью. При

Таблица 35

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Максимальный вращающий момент, кН·м	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
КТМ-48 КСМ-48	48	2	290	185	170	6,1
КТМ-60 КСМ-60	60	2,5	290 205	185 195	170 136	5,6 5,3
КТМ-73 КСМ-73	73	3	300 240	205 210	170 136	8,3 8,7
КТМ-89 КСМ-89	89	3,5	315 265	216 245	76 144	9,6 10,4
КТМ-114 КСМ-114	114	3,5	340 275	265 255	90 144	9,8 11,0

работе водило автомата передает усилие на ролик, свободно посаженный на рукоятку челюсти.

Ключ стопорный КСМ отличается от трубного формой челюсти и наличием перекидного упора. В табл. 35 приводится техническая характеристика ключей КТМ и КСМ.

Ключ трубный КТГ шарнирного типа предназначен для свинчивания и развинчивания НКТ. Он имеет небольшую массу при повышенном крутящем моменте и используется для работы с механическими ключами и автоматами. Ключ состоит из рукоятки и створки, соединенных с челюстью при помощи пальцев. При надевании ключа на тело трубы створка поворачивается вокруг пальца и под действием пружины плотно прижимается сухарем к трубе. Основные детали ключа штампованные, из стали марки 40ХН. Сухарь ключа имеет форму четырехгранной призмы и крепится к створке.

Недостаток ключа КТГ — это быстрый износ сухаря (в контакте с трубой работает только одна грань), смятие трубы, проворачивание. Кроме того, для каждого размера труб надо иметь отдельный ключ.

В настоящее время выпускают ключ трубный усиленный КТГУ. Он имеет два сухаря, один из которых прикреплен к челюсти, другой — к створке.

Ключи КТГ и КТГУ поставляют как отдельно, так и в комплекте с автоматом АПР-2ВБ. В табл. 36 приводится техническая характеристика ключей КТГ, а в табл. 37 — ключей КТГУ.

Таблица 36

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Вращающий момент, Кн·м	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
КТГ-33	33	1,2	330	125	45	2,5
КТГ-42	42	1,2	330	125	45	2,5
КТГ-48	48	1,5	330	125	45	2,5
КТГ-60	60	2,0	360	150	45	3,0
КТГ-73	73	2,5	375	160	55	4,0
КТГ-89	89	2,5	400	185	55	6,0

Ключ трубный двухшарнирный КТД разработан Азинмашем, он предназначен для передачи телу трубы вращающего момента при свинчивании и развинчивании НКТ вручную или с применением механических ключей и автоматов. Ключ состоит из большой и малой челюстей, рукоятки и двух шарниров, плавающего сухаря. На оси шарнира, связывающего большую челюсть с рукояткой, имеется пружина, служащая для предварительного удержания ключа на трубе. Плавающий сухарь установлен на малой челюсти. На внутренней вогнутой

Таблица 37

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Вращающий момент, Кн·м	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
КТГУ-60	60	2,5	360	150	45	4
КТГУ-73	73	3,0	376	160	55	5
КТГУ-89	89	3,5	414	185	55	7

поверхности сухаря имеются зубья. По конструкции сухарь самоуплотняющийся, он всегда занимает положение, при котором все его зубья входят в контакт с поверхностью трубы.

Достоинство ключа КТД — надежный захват тела трубы, более равномерное распределение нагрузки на тело трубы, небольшая масса. Ключ с удлиненной рукояткой можно использовать при ручных операциях.

Недостаток ключа КТД — невозможность его использования для каждого размера труб, т. е. его малая универсальность. В табл. 38 приводится техническая характеристика ключей КТД.

Ключи шарнирные КТН и КТНМ предназначены для ручного свинчивания и развинчивания труб. Они состоят из челюсти и шарнирно соединенной с ней рукоятки, плашки, сухаря и пружины. Сферическая плашка вставлена в челюсть ключа. Ключ прижимается к трубе пружинной, закрепленной на оси шарнира. В табл. 39 приведена техническая характеристика этих ключей.

Шарнирный ключ конструкции А. А. Халилова КТНД используют для свинчивания и развинчивания НКТ вручную. В отличие от ключей КТН ключ КТНД

Таблица 38

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Размеры, мм			Масса, кг
		длина	ширина	высота	
КТД-33	33	345	115	70	2,5
КТД-42	42	350	120	70	2,5
КТД-48	48	400 (300)	175	72	4,0 (3,0)
КТД-60	60	415 (315)	190	72	4,5 (3,5)
КТД-73	73	640 (375)	200	74	6,5 (4,2)
КТД-89	89	655 (390)	230	74	7,0 (5,0)

Примечание. В скобках приведены размеры для работы с автоматом АПР.

вместо сферической плашки имеет круглую плашку. Ключ КТНД можно использовать при свинчивании и развинчивании штанговых муфт, сборке и разборке скважинных насосов и при других операциях.

Ключ КТНД состоит из челюсти и рукоятки, соединенных между собой шарнирно. Ключ на трубе удерживается пружиной, прикрепленной одним концом

Таблица 39

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Максимальное допустимое усилие на конец рукоятки, кН	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	длина рукоятки	
КТН-48/89	48—89	0,8	690	115	465	7,4
КТНМ-89/132	89—132	1,0	725	115	455	8,4

к челюсти, другим — к пальцу шарнира. Натяжение пружины регулируют вращением пальца. Для удобства работы ключом на челюсти имеется ручка, временно служащая и ограничителем движения плашки. На наружной поверхности круглой плашки ключа нарезаны зубья. По мере износа каждых двух зубьев, одновременно находящихся в контакте с трубой, поворотом плашки вокруг своей оси вводятся в действие новые зубья.

Недостаток ключа КТНД — это ненадежность круглой плашки — поломка зуба, находящегося в контакте с фиксатором, и проворачивание плашки при приложении усилия, а также поломка челюсти в месте расточки под палец шарнира. Ключ КТНД в основном применяется при вспомогательных работах и свинчивании труб без использования рычагов-удлинителей.

Техническая характеристика ключей КТНД приводится в табл. 40.

Штанговые ключи предназначены для ручного свинчивания и развинчивания насосных штанг и муфт. Имеются две конструкции ключей: цельная и шарнирная.

В настоящее время серийно выпускают ключ штанговый цельный КШН для захвата штанг за квадрат. Ключ состоит из кованой заготовки с зевом под размер квадрата штанги, рукоятки (короткой или длинной).

Таблица 40

Ключ	Условный диаметр труб, мм	Максимально допустимое усилие на конце рукоятки, кН	Размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
КТНД-20/48	20—48	0,4	360	80	60	3
КТНД-48/89	48—89	0,8	650	128	120	7,2
КТНД-89/132	89—132	1,0	730	190	120	8,2

Для свинчивания и развинчивания муфт насосных штанг применяют ключ КМШ. От замкнутого шарнирного типа, основные элементы его конструкции аналогичны конструкции ключа А. А. Халилова.

Круговой ключ ККШ предназначен для захвата штанги за тело. Ключ состоит из двух плашек, имеющих угловые вырезы с зубьями. Неподвижная

Таблица 41

Ключ	Размеры, мм				Масса, кг
	диаметр насосных штанг	ширина зева ключа	высота зева ключа	длина ключа	
КШН-12	12	17	16	350	2,5
КШН-16	16	22	30	350	2,9
КШН-19/22	19; 22	27	30	500	3,5
КШН-25	25	32	36	650	4,6
ККШ-12/25	12; 16; 19; 22; 25	—	32	—	5,5
КМШ-12/25	12; 16; 19; 22; 25	—	32	—	1,5

плашка крепится к внутренней части ключа, а подвижная — к внутреннему концу зажимного стержня.

Техническая характеристика штанговых ключей приводится в табл. 41.

Одно из основных требований к штанговым ключам — обеспечение надежного свинчивания резьбовых соединений насосных штанг. В табл. 42 приводятся

Таблица 42

Диаметр штанг, мм	Вращающий момент, кН·м	
	штанги по нормам Н618—56	штанги по ГОСТ 13 877—80
16	0,3	0,2
19	0,5	0,3
22	0,7	0,4
25	1,0	0,7

величины вращающего момента при свинчивании насосных штанг с нарезной резьбой (нормаль Н618—56) и накатанной резьбой (ГОСТ 13877—80Е).

Применение насосных штанг с накатанной резьбой позволяет значительно сократить число поломок штанг по резьбе.

Цепные ключи предназначены для ручного свинчивания и развинчивания НКТ и муфт при разовых вспомогательных работах. Серийно выпускают цепные ключи КЦН № 1 (ключ цепной нормальный № 1) и КЦО № 1 (ключ цепной облегченный № 1), техническая характеристика которых приводится в табл. 43.

Таблица 43

Ключ	Диаметр труб, мм	Максимальное допустимое усилие на рукоятке, кН	Шаг цепи, мм	Длина цепи, мм	Размеры ключа, мм			Масса, кг
					длина	ширина	высота	
КЦН-1	60—114	0,95	25,4	665	1160	92	110	17,1
КЦО-1	60—114	0,95 *	25,4	665	660	92	110	9,2
КЦН-2	114—146	1,15	—	944	1570	122	136	24,6
КЦН-3	146—245	1,40	—	1370	2100	150	165	46,1

* Для наращенной длины рукоятки до 1160 мм.

Ключ цепной состоит из рукоятки, двух щек, шарнирно соединенных с рукояткой, и цепи с плоскими шарнирными звеньями.

Недостаток цепного ключа — это большая масса, неудобство установки на трубе и освобождения цепи при заклинивании ее в щеках, разрушение наружной поверхности трубы зубцами щек.

В конструкции щеки ключей предусмотрены четыре рабочих сектора с зубцами для захвата трубы при свинчивании и развинчивании.

По мере износа зубцов щеки переворачивают или меняют местами для увеличения срока их службы.

Щеки ключей изготавливают из стали 40 с последующей термической обработкой. Такие щеки недолговечны, особенно при работе с НКТ из стали группы прочности Е или К. Даже при незначительном износе вершины зубцов на щеках ключ будет скользить по трубе при натяжении цепи.

Цепь состоит из 11 внутренних и 11 внешних звеньев, соединенных между собой пальцами.

Новые цепи в шарнирах трудно изгибаются. Поэтому сначала их нужно расхаживать в машинном масле.

При износе или неточном изготовлении пальцев цепи или паза рукоятки ключа звенья цепи самопроизвольно выходят из паза. Незначительное вытягивание каждого звена цепи намного ее удлиняет, нарушает шаг и усложняет работу ключом, цепь ключа рвется.

Автомат АПР-2 предназначен для механизации и частичной автоматизации наиболее длительных и трудоемких операций по свинчиванию-развинчиванию НКТ при ремонте фонтанных, газлифтных и насосных скважин (за исключением скважин, оборудованных установками ЭЦН).

В настоящее время выпускают автоматы АПР-2ВБ с приводом от электродвигателя и АПР-ГП с гидравлическим приводом.

Автомат АПР-2ВБ со взрывобезопасным электроприводом состоит из следующих узлов: блока автомата, блока электропривода с кнопочным постом управления, магнитного пускателя, клиновой подвески и центратора.

Блок автомата представляет собой корпус спайдера с червячным редуктором (червячное колесо, червяк) и водилом, передающим вращающий момент трубному ключу. Редуктор защищен кожухом, образующим масляную ванну. Блок автомата крепится к пьедесталу центратора.

Клиновая подвеска состоит из направляющей с кольцевым основанием, к которому шарнирно подвешены три клина. Клинья для труб диаметрами 48, 60 и 73 мм — сборные, состоят из корпуса клина и сменных плашек, закрепляемых шпильками. Клинья для труб диаметрами 89 и 114 мм — монолитные. Для передачи усилия от трубы к клиновой подвеске применяют подкладную вилку.

Блок центратора для труб диаметрами 48, 60, 73 и 89 мм состоит из пьедестала, к которому тремя шпильками крепят блок автомата. Для работы с трубами диаметром 114 мм применяют специальный центратор, вкладыш которого имеет форму колодки. Центратор служит для центрирования труб относительно блока автомата в процессе спуско-подъемных операций и предотвращает попадание в скважину посторонних предметов. Клиновая подвеска перемещается вверх вниз с помощью балансира с грузом.

Блок электропривода состоит из инерционного устройства, позволяющего резко увеличить вращающий момент на водиле автомата при развинчивании труб, а также при свинчивании труб большого диаметра, и электропривода ПЭИ-ВБ. Инерционное устройство представляет собой отключаемый маховик, который устанавливают на валу электродвигателя для улучшения режима его работы. В то же время наличие маховика позволяет использовать двигатель небольшой мощности, равной 3—3,5 кВт. Маховик и муфта включения закрыты кожухом, на котором размещена ручка включения муфты.

Электропривод взрывобезопасного исполнения предназначен для работы в повторно-кратковременном режиме от сети переменного тока. Электродвигатель к сети подсоединяется аналогично описанному выше электроприводу ключа КМУ. Блок электропривода крепят к автомату болтами. Для быстроты и удобства монтажа электропривода с автоматом в конструкции предусмотрено шарнирное устройство и специальный монтажный винт. Автомат можно перевозить собранным или разобранным на отдельные блоки.

В настоящее время серийно выпускают модификации автомата АПР-ГП на гидроприводе. Автомат АПР-ГП имеет, в отличие от автомата АПР-2ВБ, гидравлический объемный привод с питанием от гидравлической системы агрегатов для ремонта скважин. Гидропривод обеспечивает постоянный вращающий момент при свинчивании труб. В качестве двигателя используют гидромотор НПА-64, а вращающий момент регулируют посредством настройки предохранительного клапана Г52-14.

Техническая характеристика автоматов АПР-2ВБ и АПР-ГП приводится в табл. 44.

При работе с автоматом типа АПР необходимо строго соблюдать инструкцию по его эксплуатации.

Таблица 44

Показатели	Автомат		Ключ			
	АПР-2ВБ	АПР-ГП	КМУ	КМПТ	АШК-Г	АШК-Т
Максимальная нагрузка на спайдер, кН	750	750	320	—	—	—
Максимальный вращающий момент, кН·м	4,4	4,4	4,4	4,4	1,0	1,0
Частота вращения водила, об/мин	48	До 80	60	60	110	110
Диаметр НКТ, насосных штанг, мм	48—114	48—114	48—89	60—114	16—25	19—25
Привод	Электродвигатель АСВ-41-4А	Гидравлический	Электродвигатель ВАО-32-4	Гидравлический	Электродвигатель ВАО-12-4	Электродвигатель ВАО-12-4
Мощность, кВт	3,5	—	3,0	—	1,1	0,8—1,0
Напряжение, В	380	—	380	—	380	380
Размеры, мм:						
длина	950	800	840	700	600	740
ширина	525	525	410	570	400	560
высота	650	650	1020	580	1420	720
Масса, кг:						
автомата (ключа)	198	180	370	130	65	140
полного комплекта	485	370	460	370	—	—

Ключ механический универсальный КМУ предназначен для механизации операций свинчивания-развинчивания, захвата, удержания навесу, освобождения и центрирования колонны НКТ при капитальном ремонте скважин, эксплуатируемых всеми видами оборудования, включая погружные электронасосы.

Ключ механический универсальный КМУ состоит из разъемных блоков — редуктора-вращателя с прорезью в рабочей шестерне и корпусе, электропривода, стойки и разрезного спайдера с поворотным кронштейном.

Вращатель представляет собой редуктор с прямозубой цилиндрической передачей. Его рабочий орган — большая разрезная шестерня с прикрепленным к ней водилом. Вращение от электродвигателя передается посредством маховика и полумуфты. Управление электродвигателем осуществляется кнопочным постом управления КУ-93-ВЗГ через магнитный пускатель.

Вращатель соединяется с электроприводом тремя винтами и прикрепляется к поворотной стойке быстросъемным зажимом.

Стойка представляет собой плиту с кронштейном, приваренным к спайдеру. Спайдер состоит из разрезного корпуса, сменных блоков клиньев и рукоятки управления и может применяться отдельно от приводной части КМУ для спуско-подъемных операций с трубами по технологии «одноштропный элеватор-спайдер».

Совмещение прорезей рабочей шестерни и корпуса редуктора по окончании свинчивания-развинчивания резьбового соединения автоматизировано.

Подвод (отвод) редуктора-вращателя к устью скважины производится вручную. Пьедестал спайдера позволяет монтировать ключ на скважинах с различными размерами колонных фланцев.

Наличие прорезей в рабочей шестерне, корпусе вращателя, спайдере и разъёмных блоков значительно облегчает условия монтажа-демонтажа ключа и быструю эвакуацию с устья скважины при фонтанировании и т. д.

Один из недостатков КМУ — это его сравнительно большая масса и громоздкость. Эти недостатки частично устранены в ключе КМУ-ГП с гидравлическим приводом.

Ключ механический подвесной трубный КМПТ-48-114 предназначен для механизированного свинчивания и развинчивания резьбовых соединений НКТ при ремонте скважин с использованием передвижных агрегатов.

Он состоит из вращателя, вертикального гидроцилиндра для перемещения ключа вверх и вниз, спайдера, гидропривода.

Принципиальное отличие КМПТ от других ключей аналогичного назначения — это захват трубы не плашками трубного ключа, а «роликами захвата». Ключ подвешивается на вышке агрегата.

Автоматический штанговый ключ типа АШК-Т предназначен для механизации процессов свинчивания-развинчивания насосных штанг при ремонте скважин.

Ключ АШК-Т создан на базе серийно изготавливаемого ключа типа АШК-Г путем усовершенствования последнего.

Автоматический штанговый ключ АШК-Т состоит из блока редуктора, блока опорной стойки, кнопочного поста управления, электродвигателя, стопорного устройства со сменными нижними штанговыми ключами, захватной части со сменными ключами.

В блоке опорной стойки имеются кронштейн и сменные переводники. Кронштейн может свободно вращаться на патрубке благодаря радиальным подшипникам, установленным в месте посадки.

Редуктор, смонтированный на кронштейне, также может свободно вращаться относительно оси электродвигателя.

Технические характеристики ключей КМУ, КМПТ, АШК-Г и АШК-Т приводятся в табл. 44.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ВРАЩЕНИЯ ИНСТРУМЕНТА

Ротор предназначен для вращения и поддержания колонны бурильных труб при их свинчивании и развинчивании.

Станина ротора воспринимает и передает на основание все нагрузки, возникающие в процессе вращения и спуско-подъемных операций. Внутренняя часть станины представляет собой масляную ванну. Стол ротора вращается на подшипниках качения, качество которых определяет долговечность ротора. Привод ротора может быть механическим (цепная, карданная передачи) и гидравлическим. Привод может осуществляться и от индивидуального привода к ротору типа МК-3, УРК.

Стол ротора оснащен устройством для его стопорения. Роторы всех типов устанавливают строго по центру скважины.

При эксплуатации ротора надо следить за уровнем масла в масляной ванне, промывать поверхность стола ротора во избежание попадания раствора или соленой воды в масляную ванну, следить за температурой подшипников, исправ-

Таблица 45

Показатели	Ротор				ротор агрегата А-50У
	Р560-Ш8	Р-410	Р-360	Р-200	
Максимальная статическая нагрузка на стол, кН	1600	750	1250	1250	500
Передаваемая мощность, кВт	257	96	88	88	96
Допустимая частота вращения стола, об/мин	320	250	300	300	300
Диаметр проходного отверстия стола, мм	560	410	360	200	142
Тип привода	Цепной	Цепной	Цепной	Цепной, карданный	Гидравлический
Расстояние от центра стола до звездочки, мм	1370	1370	905	—	—
Размеры, мм:					
длина	2310	2100	1375	1311	—
ширина	1350	1100	925	820	—
высота	770	640	545	452	—
Масса, кг	5000	2380	1230	880	—

ностью стопорного устройства. В табл. 45 приводится техническая характеристика некоторых типов роторов.

Вертлюг обеспечивает вращение колонны труб, подвешенной на крюке, и прокачивание через нее различных жидкостей под давлением. Соединяя талевую систему с колонной труб, вертлюг воспринимает полный вес этой колонны при незначительном моменте трения в опорах и сальниках.

Вертлюг промывочный (ВП) предназначен для прокачивания через него промывочной жидкости к забою скважины. Он состоит из ствола и корпуса с отводом под промывочный шланг. Соединение шланга с вертлюгом быстросъемное. В процессе работы трубный элеватор закрепляют на стволе под колпаком, навинченным на верхнюю часть ствола. Корпус вертлюга воспринимает нагрузку от веса промывочного шланга и давления прокачиваемой жидкости, а вся нагрузка от колонны труб передается на ствол вертлюга.

Конструкция вертлюга позволяет свинчивать и развинчивать рабочую трубу при помощи автомата АПР-2ВБ. В табл. 46 приводится техническая характеристика вертлюгов ВП.

Эксплуатационный вертлюг (ВЭ) состоит из неподвижной и вращающейся частей. Неподвижная часть состоит из корпуса с крышкой, серьги и отвода для соединения с промывочным шлангом. К вращающейся части вертлюга относятся ствол, установленный на три подшипника: упорный шариковый подшипник выполняет роль основной средней опоры; роликовый конический подшипник находится наверху, а подшипник скольжения — внизу. В крышке вертлюга имеется отверстие, закрываемое пробкой с указателем уровня масла и отверстиями для отвода его паров. Отработанное масло выливается через специальное отверстие в нижней части корпуса.

Таблица 46

Показатели	Вертлюг	
	ВП50×160	ВП80×200
Грузоподъемность, т	50	80
Диаметр проходного отверстия ствола корпуса, мм	60	75
Давление прокачиваемой жидкости, МПа:		
пробное	16	20
рабочее	24	30
Резьба для условного диаметра труб, мм:		
на конце ствола	73	114
на отводе	60	89
Размеры, мм:		
высота	690	880
ширина	270	410
диаметр корпуса	160	200
Масса, кг	40	90

Отвод заканчивается резьбой для присоединения штуцера быстросъемного соединения.

В табл. 47 приводится техническая характеристика вертлюгов ВЭ.

Таблица 47

Показатели	Вертлюг	
	ВЭ-50	ВЭ-80
Максимальная нагрузка на ствол, кН	500	800
Частота вращения ствола, об/мин	150	150
Диаметр проходного отверстия, мм	60	75
Максимальное давление прокачиваемой жидкости, МПа	16	20
Присоединительная резьба для условного диаметра труб, мм:		
на стволе вертлюга под переводник	89	89
на отводе	73	114
Размеры, мм:		
высота	1330	1875
ширина (с учетом штуцера на отводе)	415	588
ширина	370	505
Масса, кг	150	420

Перед началом сборки вертлюга с рабочей трубой надо проверить плавность вращения ствола, надежность крепления узлов, уровень масла, состояние нижнего уплотнения. В процессе эксплуатации необходимо следить за состоянием подшипников, уплотнений и переводников.

ПРОМЫВочНЫЕ АГРЕГАТЫ И НАСОСЫ

Для закачивания различных жидкостей в скважину при ремонтных работах, обработке призабойной зоны, цементирования и других работах применяют передвижные насосные установки.

Насосную установку Азинмаш-35 выпускают в двух модификациях: Азинмаш-35А без мерного бака и Азинмаш-35Б с мерным баком. Техническая характеристика установок приводится в табл. 48.

Насосные установки Азинмаш-32М и УН1Т-100×200 смонтированы на гусеничных тракторах, а насосная установка БНП-15Гр — на двухосном прицепе МАЗ-8926. Техническая характеристика этих установок также приводится в табл. 49. Характеристики насосов 2НП-160 (частота вращения вала двигателя — 2500 об/мин, диаметр плунжера — 160 мм) и 1НП-160 (частота вращения вала

Таблица 48

Показатели	Насосная установка			
	Азинмаш-35	Азинмаш-32М	УН1Т-100×200	БНП-15Гр
Транспортная база	Автомобиль ЗИЛ-130	Трактор Т-100М	Трактор Т-130	Прицеп двухосный МАЗ-8926
Привод	Тяговый двигатель автомобиля	Тяговый двигатель трактора	Тяговый двигатель трактора	От подъемной установки
Мощность привода, кВт	110	79	103	213
Частота вращения вала, об/мин	3200	1070	1070	—
Полезная мощность, кВт	83	54	82	169
Насос	2НП-160 (трехплунжерный горизонтальный одинарного действия)	1НП-160	НП-100×Л1	15Гр
Диаметр плунжера, мм	125	125	125	100; 110; 125; 140
Длина хода плунжера, мм	125	125	125	200
Наибольшее число двойных ходов плунжера в мин	206	168	168	90
Максимальная подача, л ³ /с	17,7	10,2	12,9	16,7
Максимальное давление, МПа	20	16	20	40
Условный диаметр трубопроводов, мм:				
приемного	100	100	100	100
нагнетательного	50	50	50	50
вспомогательного	50	—	50	—
Соединение труб	Посредством шарнирных колен			
Вместимость мерного бака, л ³	3000	—	—	4000
Размеры, мм:				
длина	6950	5 250	5 850	7800
ширина	2500	2 400	2 500	2500
высота	2180	2 920	3 040	3500
Масса, кг	7990	15 100	17 150	8820

двигателя 850 об/мин, диаметр плунжера — 130 мм), входящих в комплект насосных установок Азинмаш, приводятся в табл. 49, 50.

Т а б л и ц а 49

Передача	Число двойных ходов в мин	Подача насоса 2НП-160, л ³ /с	Давление, МПа
II	50,2	4,32	20 (максимальное) 16 (рабочее)
III	89,5	7,73	11
IV	140	12,05	7
V	206	17,75	4,8

Т а б л и ц а 50

Передача	Число двойных ходов в мин	Подача насоса 1НП-160, л ³ /с	Давление, МПа
I	37,7	3,16	16
II	58,0	4,61	10,9
III	88,2	7,01	7,2
IV	134	10,15	4,3

В процессе ремонтных работ наряду с передвижными насосными установками применяют и стационарные насосы 9МГр, 15Гр и 12Гр. Техническая характеристика этих насосов приводится в табл. 51.

ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ АГРЕГАТЫ

Цементировочные агрегаты предназначены для приготовления, закачивания и продавливания тампонажных и других растворов в скважину; для промывок скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны скважин и опрессовки труб и оборудования. В большинстве случаев цементировочные агрегаты — самоходные, монтируемые на шасси грузовых автомобилей. Для проведения работ в сложных природных условиях имеются специальные агрегаты на санях, блоках, гусеничном ходу.

Основные узлы цементировочного агрегата — это насос высокого давления для закачивания растворов и жидкостей в скважину, водяной насос с отдельным приводом для подачи жидкости (воды и т. д.) в смесительное устройство при приготовлении тампонажного раствора, манифольд с запорной арматурой на самом агрегате, разборный металлический трубопровод для подсоединения насоса с устьем скважины (цементировочной головкой и т. д.), мерные емкости, бачок для цементного раствора.

На промыслах наибольшее применение находят цементировочные агрегаты ЦА-320М, ЦА-320А, ЗЦА-400А, реже применяют агрегаты АС-400М1 и 5ЦА-320. Последний может монтироваться на раме (5ЦА-320) для транспортирования вер-

Таблица 51

Показатели	Насос		
	9МГр	13Гр	12Гр
Полезная мощность, кВт	57,4	169,2	294,2
Теоретическая подача (в л/с) при диаметре поршня, мм:			
80	6,0	—	—
90	7,85	—	—
100	9,95	—	—
110	—	—	—
115	13,3	—	—
125	—	—	—
127	16,7	—	—
130	—	—	15,1
140	—	—	17,8
150	—	—	20,8
160	—	—	24,0
Давление (в МПа) при диаметре поршня, мм:			
80	10	—	—
90	7,5	—	—
100	6,0	—	—
110	—	—	—
115	4,5	—	—
125	—	—	—
127	3,5	—	—
130	—	—	20,0
140	—	—	17,0
150	—	—	14,5
160	—	—	12,5
Длина хода поршня, мм	250	200	300
Число двойных ходов поршня	90	50; 90	65
Диаметр шкива насоса, мм	900	—	1530
Условный диаметр трубопроводов, мм:			
приемной линии	100	100	150
нагнетательной линии	50	50	70
Размеры, мм:			
длина	2630	2640	3340
ширина	1040	1240	2270
высота	1630	2080	2290
Масса, кг	2760	2660	9500

толетом, на саях (5ЦА-320С) для транспортирования тягачом, на прицепе с гусеницами (5ЦА-320ГБ) для транспортирования в болотных условиях трактором С-100Б.

Техническая характеристика основных цементирувочных агрегатов приводится в табл. 52. Ниже представлены и технические характеристики цементирувочных насосов 9Т (табл. 53), 11Т (табл. 54), ЗРС-220М (табл. 55) и водоподающего насоса 1В (табл. 56).

Агрегат ЦА-320А отличается от агрегата ЦА-320М наличием водоподающего блока, включающего центробежный насос ЦНС38-154 или ЦНС38-176 вместо плунжерного. Это сделано с целью снижения неравномерности подачи

Таблица 52

Показатели	Цементировочный агрегат			
	ЦА-320М	ЗЦА-400А	АС-400М1	5ЦА-320 (320С; 320ГБ)
Тип агрегата	Передвижной на шасси автомобиля			На раме, сани, на прицепе с гусеницами трактора С-100Б
Монтажно-транспортная база:				
трехосный грузовой автомобиль	КрАЗ-257	КрАЗ-257	Автомобиль «Татра»	—
Грузоподъемность автомобиля, т	10—12	10—12	12	—
Двигатель автомобиля:				
модель	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238	Силовая установка 11АНДВ-350	—
максимальная частота вращения, об/мин	2100	2100	—	—
наибольшая мощность, кВт	158	158	257	—
Цементировочный насос:				
тип	9Т, горизонтальный двухпоршневой двустороннего действия Двигатель автомобиля	11Т, горизонтальный трехцилиндровый двойного действия Силовая установка 2УС-500А	ЗРС-220М, трехплунжерный Силовая установка 11АНДВ-350	9Т, горизонтальный двухпоршневой двустороннего действия Силовая установка 6УС-240
привод				
Гидравлическая мощность, кВт	93	258	140	105,5
Длина хода поршня, мм	250	200	200	250
Максимальная подача, л ³ /с	23	33	15,4	23
Давление при максимальной подаче, МПа	4	8	9,2	4
Максимальное давление, МПа	32	40	40	32
Подача при максимальном давлении, л ³ /с	2,9	6,6	3,55	2,9
Водоподающий насос:				
Тип	1В, вертикальный трехплунжерный одностороннего действия Двигатель автомобиля ГАЗ-51А	Отсутствует	Шестеренчатый	БВ-15
Привод		Двигатель автомобиля ГАЗ-51А	Силовая установка 11АНДВ-350	Двигатель ГАЗ-51

Продолжение табл. 52

Показатели	Цементировочный агрегат			
	ЦА-320М	ЗЦА-400А	АС-400.М1	5ЦА-320 (320С; 320ГБ)
Подача, л ³ /с	13		15,8	13
Давление, МПа	1,5		1,5	
Трубопроводы:				
Условный диаметр линии, мм:				
приемной	100	125	100	100
нагнетательной	50	50	50	50
Общая длина разборного трубопровода, мм	22 000	22 000	—	24 000
Соединение труб	Посредством шарнирных колен			—
Вместимость мерного бака, л ³	6 400 (2 полости по 3 200 л ³)	6 000 (2 полости по 3 000 л ³)	3 000	4 000 (5ЦА-320) 6 400 (5ЦА-320С) Гидравлического типа
Цементомешалка	Гидравлического типа	Отсутствует	Отсутствует	Гидравлического типа
Подача, кг/мин (сухого цемента)	1 000	—	—	1 000
Размеры агрегата, мм:				
длина	10 425	10 770	9 100	6 680; 8 830; 8 050
ширина	2 650	2 900	2 770	2 650; 2 650; 3 300
высота	3 225	3 270	3 350	2 510; 3 210; 3 870
Общая масса агрегата (с автомобилем), кг	17 085	20 700	17 700	7 993; 9 820; 16 040
Общая масса агрегата (с автомобилем и заправкой)	17 500	22 500	—	—

Таблица 53

Режим работы насоса 9Т	Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Давление (в МПа) при диаметре втулки, мм			Подача (в л ³ /с) при диаметре втулки, мм		
				100	115	127	100	115	127
Максимальная подача	1700	II	28	30,5	22,5	18,5	3,0	4,1	5,1
	1700	III	54	15,9	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	1700	IV	83	10,26	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	1700	V	125	6,9	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0
Максимальное давление	1600	II	27	32,0	23,0	18,5	2,9	4,0	4,9
	1500	III	48	18,0	13,4	10,7	5,2	7,0	8,7
	1500	IV	73	11,7	8,7	7,0	7,9	10,7	13,3
	1500	V	110	7,8	5,8	4,7	11,9	16,1	20,0

Таблица 54

Частота вращения вала двигателя, об/мин	Передача	Частота вращения коренного вала насоса 11Т, об/мин	Давление (в МПа) при диаметре втулки, мм			Подача (в л³/с) при диаметре втулки, мм		
			110	125	140	110	125	140
1600	I	43,2	40,0	30,0	23,5	6,6	8,8	11,2
1600	II	62,0	27,5	21,0	16,2	9,5	12,6	16,1
1600	III	91,8	18,5	14,0	11,0	14,1	18,6	23,8
1600	IV	127,0	13,5	10,0	8,0	19,5	25,8	33,0

Таблица 55

Передача	Число двойных ходов плунжера насоса ЗРС-220М в мин	Давление (в МПа) при диаметре плунжера, мм			Подача (в л³/с) при диаметре плунжера, мм		
		90	100	115	90	100	115
I	56	40,0	32,4	24,5	3,55	4,38	5,80
II	102	21,9	17,8	13,4	6,50	8,00	10,58
III	149	15,1	12,2	9,2	9,42	11,62	15,40

Таблица 56

Передача	Частота вращения вала, об/мин		Давление, МПа	Подача насоса 1В, л³/с
	двигателя	насоса		
I	1500	60,5	1,5	5,6
	1700	68,5	1,5	6,4
II	1500	125	1,5	11,6
	1700	140	1,5	13,0

жидкости в гидровакуумное смесительное устройство. Однако для приготовления тампонажных растворов повышенной вязкости применение центробежного водоподающего насоса нецелесообразно вследствие небольшого развиваемого им давления.

Техническая характеристика водоподающего блока БВ-15 приводится ниже.

Максимальная подача, л³/с	13
Давление, МПа	1,5
Производительность цементосмесительного устройства (в пересчете на сухой цемент), кг/мин	1000
Размеры, мм:	
на прицепе-ропуске	
длина	4000
ширина	2400
высота	2780
на санях	
длина	5250
ширина	2400
высота	2330
Масса, кг	
на прицепе-ропуске	2740
на санях	2860

НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ

Насосный агрегат монтируют на шасси автомобиля КрАЗ и предназначают для гидравлического разрыва пласта, гидроперфорации, цементирования скважин и для других работ. Ниже приводятся технические характеристики насосных агрегатов 2АН-500, 4АН-700 (табл. 57) и насосов 2Р-500 (табл. 58), 4Р-700 (табл. 59), устанавливаемых на этих агрегатах.

ЦЕМЕНТОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ МАШИНЫ И АГРЕГАТЫ

Цементосмесительные машины и агрегаты предназначены для транспортирования сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления тампонажных растворов. Эти же машины можно использовать и для пригото-

Т а б л и ц а 57

Показатели	Насосный агрегат	
	2АН-500	4АН-700
Тип агрегата	Передвижной на шасси автомобиля	
Монтажно-транспортная база:	КрАЗ-219; КрАЗ-257	
Трехосный грузовой автомобиль	10—12	10—12
Грузоподъемность, т	ЯМЗ-206А; ЯМЗ-238А	
Двигатель автомобиля:	2000; 2100	2100
Модель	132; 158	
Максимальная частота вращения вала, об/мин	158	
Наибольшая мощность двигателя, кВт	1СУ-500	
Силовая установка:	В2-500АЧ	4СУ-800
Тип	В2-800ТК	
Двигатель	Трехплунжерный горизонтальный	
Насос:	одинарного действия	
Тип	2Р-500	4Р-700
Шифр	100	100; 200
Диаметр сменных плунжеров, мм	200	200
Длина хода плунжера, мм	190,5	192
Наибольшее число двойных ходов в мин	15	22
Максимальная подача, л ³ /с	17,3	20,7
Давление при максимальной подаче, МПа	50	70
Максимальное давление, МПа	5,1	6,3
Подача при максимальном давлении, л ³ /с	Трубопроводы:	
Трубопроводы:	Условный диаметр приемной линии, мм	100
Условный диаметр нагнетательной линии, мм	50	130
Соединение труб	Посредством шарнирных колен	
Размеры, мм:	длина	9 800
длина	2 900	2 900
ширина	3 270	3 270
высота	20 200	21 200
Масса, кг		

Таблица 58

Передача	Частота вращения коренного вала насоса 2Р-500, об/мин	Давление, МПа	Подача, л ³ /с
I	65,0	50,8	5,10
II	75,4	43,7	5,92
III	93,3	35,3	7,33
IV	113,6	29,0	8,92
V	147,0	22,4	11,55
VI	190,5	17,3	14,95

ления промывочных растворов из сухих смесей. Машины монтируют на автомобилях или прицепах и состоят из следующих основных узлов: бункера, погрузочно-разгрузочного и смесительного устройств. Выпускают смесительные машины двух типов: с механической и пневматической разгрузкой бункера.

Таблица 59

Передача	Частота вращения коренного вала, насоса 4Р-700, об/мин	Давление (МПа) при диаметре плунжера, мм		Подача (л ³ /с) при диаметре плунжера, мм	
		100	120	100	120
I	80	71,9	50,0	6,3	9,0
II	109	52,9	36,6	8,5	12,3
III	153	37,4	26,0	12,0	17,3
IV	192	29,8	20,7	15,0	22,0

На промыслах применяют цементосмесительные машины 2СМН-20, 1СМ-10, СМ-4М, СМП-20, 1СМР-20 и агрегаты 1АС-20, 2АС-20, 3АС-30.

Наибольшее применение находит цементосмесительная машина с механической разгрузкой 2СМН-20. Машина состоит из бункера, двух разгрузочных горизонтальных шнеков, приемной камеры, смесительного устройства, раздаточной коробки, погрузочного шнека и других более мелких устройств и механизмов; рассчитана на перевозку до 9000 кг сухого цемента. Остальное количество цемента догружается на месте приготовления цементного раствора после установки машины на откидные домкраты.

Диаметр разгрузочного шнека равен 245 мм, шаг — 150 мм. В смесительном устройстве вакуумно-гидравлического типа разрежение создается струей жидкости. Благодаря этому подаваемый шнеками цемент всасывается в смеситель и затем интенсивно перемешивается в напорной трубе.

Смесительное устройство включает в себя приемную емкость с диффузором, переходящим с одной стороны в напорную трубу, а с другой — в штуцерную камеру со сменной насадкой.

В табл. 60 приводятся режимы работы цементосмесительной машины 2СМН-20 для приготовления тампонажных растворов (по данным исследований ВНИИКРнефть и тампонажной конторы объединения Краснодарнефтегаз).

Тампонажный материал	Плотность, кг/м ³		Водосмесовое отношение	Диаметр насадки в смесительном устройстве, мм	Давление нагнетания жидкости затворения, МПа	Передача	Подача цемента-смесительной машины 2СМН-20, л ³ /с
	сухого материала	раствора					
Облегченный портландцемент для скважин:							
«холодных»	2650—2730	1420—1500	0,9—1,05	14—16	1—1,2	II	17—20
«горячих»	2730—2810	1500—1600	0,9—1,05	14—16	1—1,2	II	16—20
Портландцемент для «холодных» и «горячих» скважин	3120—3150	1820—1850	0,45—0,50	12—14	1—1,5	II—III	10—13
Песчанистые портландцементы для скважин:							
«холодных»	2990—3020	1820—1850	0,45—0,50	12	1—1,5	II—III	9,5—11,5
«горячих»	2890—2900	1820—1850	0,45—0,50	12	1—1,5	II—III	9,5—11,5
Утяжеленный цемент:							
УЦГ-1	3450—3550	2050—2150	0,45—0,50	10	2,5—3	III	8,5—10,5
УЦГ-2	3550—3650	2160—2250	0,32	10	2,5—3	III	8—10
Утяжеленный шлаковый цемент:							
УШЦ1-120	3450—3550	2050—2150	0,35	10	2,5—3	III	0,5—10,5
УШЦ2-120	3550—3650	2160—2250	0,32	10	2,5—3	III	8—10
УШЦ1-200	3450—3550	2050—2150	0,35	10	2,5—3	III	8,5—10,5
УШЦ2-200	3550—3600	2160—2250	0,32	10	2,5—3	III	8—10
Шлакопесчаный цемент совместно-го помола:							
ШПЦС-120	2800	1700—1820	0,45	12—14	1—1,5	II—III	10—13,5
ШПЦС-200	2800	1730—1830	0,42	12—14	1—1,5	II—III	10—13,5

Смесительная машина 1СМ-10 (на шасси автомобиля ЯАЗ-219) имеет бункер меньшей вместимости (10 000 кг), чем 2СМН-20. В ее конструкции отсутствуют загрузочное устройство, домкраты. Машину загружают через люки, расположенные в верхней части бункера. Техническая характеристика 1СМН-20 (кроме грузоподъемности) аналогична характеристике 2СМН-20.

Смесительная машина СМ-4М состоит из бункера, дозирующего шнека, привода шнека, смесительного устройства и контрольно-измерительных приборов, смонтированных на шасси автомобиля ЗИЛ-131А.

Цемент загружается в бункер через люки стационарным шнеком или другими средствами. В комплекте машины имеются штуцеры с диаметром отверстий 11,0; 12,35; 13,50; 14,60; 15,60 мм.

В табл. 61 приводятся рекомендуемые режимы работы машины СМ-4М для получения раствора плотностью 1850 кг/м³.

Т а б л и ц а 61

Производительность по цементному раствору машины СМ-4М, л/с	Частота вращения тахометра, об/мин	Давление перед смесительным устройством (в МПа) при диаметре отверстия штуцера, мм					Расход воды, л/с
		11,00	12,35	13,50	14,60	15,60	
6,75	61,0	1,0	0,65	0,45	—	—	4,10
8,25	76,0	—	0,70	0,70	0,52	—	5,15
10,00	91,0	—	1,00	—	0,74	0,54	6,25

Цементосмесительные машины СМП-20 и 1СМР-20 смонтированы соответственно на прицепе и раме. Основные узлы — это бункер с разгрузочными шнеками, двигатель ГАЗ-51А с коробкой передач для привода всех механизмов, загрузочный шнек и гидровакуумное смесительное устройство.

Машина СМП-20 смонтирована на автомобильном полуприцепе грузоподъемностью 20 т и транспортируется автотягачом типа ЯАЗ-214Д или трактором. Разгрузочные шнеки СМП-20 отличаются от шнеков машин 2СМН-20 и 1СМН-10 большей длиной и разным направлением лопастей: левый шнек имеет левые витки, правый — правые. Во время работы шнеки вращаются в разные стороны и это улучшает транспортировку цемента вдоль днища бункера.

Техническая характеристика машины СМП-20 аналогична 2СМН-20.

Смесительная машина 1СМР-20 смонтирована на металлической раме-салазке и особо не отличается от СМП-20. Для подачи затворяющей воды можно использовать автономный водоподающий блок БВ-15.

Технические характеристики цементосмесительных машин приводятся в табл. 62.

Цементосмесительный агрегат 1АС-20 отличается от 2СМН-20 наличием водоподающего блока, состоящего из трехплунжерного насоса 1В, приводного двигателя ГАЗ-51А и манифольда для подачи затворяющей жидкости в смесительное устройство. Агрегат можно использовать для приготовления тампонажного раствора без цементирующего агрегата.

Цементосмесительный агрегат 2АС-20 отличается от 1АС-20 конструкцией водоподающего насоса (центробежный типа 4К-6).

Таблица 62

Показатели	Цементосмесительная машина		
	2СМН-20	1СМР-20	СМ-4М
Монтажно-транспортная база	Автомобиль КрАЗ-257	Рама-сани	Автомобиль ЗИЛ-131А
Грузоподъемность, т	10—12	—	—
Двигатель	Четырехтакт- ный восьмици- линдровый	ГАЗ-51А четы- рехтактный ше- стицилиндро- вый	Четырехтакт- ный восьмици- линдровый
Наибольшая мощность двига- теля, кВт	176,5	—	108,4
Транспортная грузоподъем- ность, т	8—9	—	3—4
Объем бункера, м³	14,5	14,5	3,2
Вместимость бункера (по це- менту), т	20	20	3—4
Производительность при приго- товлении цементного раство- ра, л³/с	20	30	6,6—10
Плотность приготавливаемого раствора, кг/м³	1 700—2 300	800—1700	1700—2000
Давление жидкости перед сме- сительным устройством, МПа	0,8—1,5	—	0,6—1,0
Смесительное устройство	Вакуумно-гидравлическое		
Максимальная потребляемая мощность, кВт	29,4	29,4	—
Способ загрузки бункера це- ментом	Шнековый	Шнековый	Стационарный погрузчик или другое средство
Подача загрузочного шнека, т/ч	12—15	20	—
Способ разгрузки цемента	Двумя горизон- тальными шне- ками		Одним горизон- тальным шне- ком
Размеры, мм:			
длина	9 580	9185	7080
ширина	2 700	2600	2380
высота	3 550	3440	2500
Масса, кг	13 500	7750	6800

Агрегат ЗАС-30 отличается от других отечественных цементосмесительных машин и агрегатов использованием пневматического способа загрузки и разгрузки сухого материала вместо механического. Агрегат состоит из цистерны, компрессора, водоподающего насоса, трансмиссии, манифольда, системы разгрузки и поста управления.

Цистерна агрегата имеет форму эллипса и установлена на шасси автомобиля КрАЗ-255Б под углом 6° к горизонтали по направлению к задней части шасси, где расположено разгрузочное устройство. Цистерна имеет два аэроднища для создания эффекта текучести сухого материала при разгрузке сжа-

тым воздухом. Корпус аэроднища оснащен перфорированной решеткой с многослойной тканью, через которую проходит подаваемый компрессором воздух. Аэрированный воздух цемент поступает через разгрузочные патрубки в цилиндрикоконический сепаратор, служащий для отделения воздуха от цемента. Разгрузочные патрубки имеют люки для удаления лежалого цемента и камней. Для подачи цемента из цистерны агрегата в другие емкости к разгрузочным патрубкам подсоединяют шланги. В агрегатах первой конструкции гидровакуумное смесительное устройство с помощью полухомутов прицеплялось к нижней части сепаратора. В последних конструкциях агрегаты снабжены подвижной приемной воронкой, укрепленной на шарнирах. Цемент из сепаратора попадает в воронку, а затем — в смесительное устройство. Это в какой-то степени позволяет регулировать уровень цемента в воронке и, в результате, — плотность тампонажного раствора. В сепараторе имеются продольные окна из органического стекла для наблюдения за уровнем цемента и люки для очистки внутренней поверхности, а также специальный кран для выпуска воздуха из него после окончания работ.

Между кабиной водителя и цистерной расположены ротационный компрессор типа РК-6/1, пневмосистема, центробежный водоподающий насос типа 4К6 с редуктором, коробка отбора мощности КОМ-1, связанная карданными валами с насосом 4К6 и компрессором РК-6/1.

Механизированная загрузка цистерны осуществляется с помощью нагнетательного трубопровода компрессора, загрузочного бункера и загрузочной трубы. Саморазгрузка цистерны происходит за счет вакуума, создаваемого в цистерне ротационным компрессором.

Технические характеристики цементосмесительных агрегатов приводятся в табл. 63.

ПЕСКОСМЕСИТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ

Пескосмесительные агрегаты 3ПА и 4ПА предназначены для приготовления смеси жидкости с песком для гидравлического разрыва пластов, различных суспензий. Агрегаты состоят из следующих узлов: бункера с горизонтальным и наклонным шнеками, лопастной механической мешалки с приводом от тягового двигателя автомобиля, пескового насоса с отдельным приводом от двигателя ГАЗ-51А. В бункере агрегатов можно перевозить песок и другие сухие материалы. В табл. 64 приводятся технические характеристики пескосмесительных агрегатов 3ПА и 4ПА.

АВТОЦИСТЕРНЫ

Автоцистерны предназначены для транспортирования жидкости гидроразрыва и подачи ее в пескосмесительный или насосный агрегат, а также для перевозки технической воды или других жидкостей (растворов). Техническая характеристика автоцистерн ЦР-500, ЦР-7АП и 4ЦР приводится в табл. 65.

Показатели	Цементосмесительный агрегат		
	1АС-20	2АС-20	3АС-30
Монтажно-транспортная база	КрАЗ-257	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б
Грузоподъемность, т	10—12	10—12	6—7
Двигатель	Четырехтактный восьмицилиндровый дизельный		
Наибольшая мощность двигателя при частоте вращения вала 2100 об/мин, кВт	158	158	177
Транспортная грузоподъемность, т	8	9	6—7
Объем бункера (цистерны), м³	14,5	14,5	14,0
Вместимость бункера (по цементу), кг	20 000	20 000	20 000
Производительность при приготовлении цементного раствора, л³/с	20	20	30
Плотность приготавливаемого раствора, кг/м³	1 700—2 000 и больше	1 700—2 000 и больше	1 300—2 400
Водоподающий блок:			
Насос	1В; трехплунжерный вертикальный одинарного действия	4К-6, центробежный	
Диаметр плунжера, мм	125	—	—
Длина хода плунжера, мм	170	—	—
Максимальная частота вращения коренного вала, об/мин	140	—	—
Подача, л³/с	13	25	25
Давление, МПа	1,5	0,98	0,9
Потребляемая мощность, кВт	25,7	29,4—33	44—55
Привод	Четырехтактный, шестицилиндровый двигатель автомобиля ГАЗ-51А	Тяговый двигатель автомобиля	
Трубопровод:			
Диаметр линии, мм:			
приемной	100	100	100
нагнетательной	50	60	60
Компрессорный блок:			
Тип	—	—	РК-6/1
Подача на всасывании, м³/мин	—	—	6,0
Максимальное давление, МПа	—	—	0,25
Давление воздуха в цистерне, МПа	—	—	0,06
Потребляемая мощность, кВт	—	—	13,2
Привод			Тяговый двигатель автомобиля
Способ загрузки бункера (цистерны)	Шнековый		Компрессором
Скорость загрузки, кг/мин	200—250	200—250	200—250

Продолжение табл. 63

Показатели	Цементосмесительный агрегат		
	1АС-20	2АС-20	3АС-30
Способ разгрузки	Двама горизонтальными шнеками		Пневматический
Скорость разгрузки, кг/мин	≈ 370	≈ 370	2 200
Смесительное устройство	Вакуумно-гидравлическое		
Размеры, мм:			
длина	9 580	9 580	9 290
ширина	2 800	2 700	2 800
высота	3 550	3 550	3 750
Масса внагруженного агрегата, кг	15 070	13 450	13 600

Таблица 64

Показатели	Пескосмесительный агрегат	
	3ПА	4ПА
Монтажно-транспортная база	Шасси автомобиля	КрАЗ-257
Полезная вместимость бункера, м³	6,7	6,5
Масса транспортируемого песка, т	10	9
Подача шнековых транспортеров, т/ч:		
максимальная	40	50
минимальная	2	
Манифольд агрегата:		
Диаметр труб, мм:		
наливных	50	50
раздающего коллектора	100	100
Насос:	Центробежный песковой силовой агрегат ГАЗ-51А	4ПС-9 от тягового двигателя
Подача насоса (песчаножидкостной смеси), м³/ч:		
средняя	130	130
максимальная	200	200
минимальная	60	60
Напор, МПа:		
при максимальной подаче	0,2	0,2
при минимальной подаче	0,3	0,3
Максимальное содержание песка в смеси, %	65	65
Плотность пульпы, кг/м³:		
при средней подаче	1 500	1 500
при максимальной подаче	1 200	1 200
при минимальной подаче	3 000	3 000
Мешалка для приготовления песчаножидкостной смеси	Лопастного типа	
Габаритные размеры агрегата, мм:		
длина	9 200	8 700
ширина	2 915	2 625
высота	3 550	3 650
Масса агрегата (без груза), кг	13 460	14 000

Т а б л и ц а 65

Показатели	Автоцистерна		
	ЦР-500	ЦР-7АП	4ЦР
Монтажно-транспортная база	Шасси автомобиля МАЗ-500А	Шасси автомобиля КрАЗ-255Б	Шасси автомобиля КрАЗ-257
Вместимость цистерны, м ³	5,5	7,5	9
Привод механизмов	Тяговый двигатель		
Насос:	Трехплунжерный одинарного действия 1В	Центробежный	Трехплунжерный одинарного действия 1В
Максимальное давление, МПа	0,8	0,6	1
Максимальная подача, л ³ /с	13,4	14,4	16,7
Диаметр линии, мм:			
нагнетательной	50	50	50
всасывающей	100	100	100
Время заполнения цистерны, мин	7	7	6
Габаритные размеры автоцистерны, мм:			
длина	7 020	8 590	10 100
ширина	2 660	2 770	2 740
высота	2 650	3 070	2 925
Масса автоцистерны, кг	13 700	12 170	22 315

НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) предназначены для добычи жидкости и газа из скважин, для закачивания их в скважину и проведения различных ремонтных работ.

До 1980 г. НКТ, применяемые при эксплуатации и ремонте добывающих нефтяных, газовых скважин и водонагнетательных, паронагнетательных и водозаборных скважин, изготавливали по следующим стандартам:

ГОСТ 633—63 — трубы с резьбой треугольного профиля, нарезанной на гладких или высаженных концах;

ТУ 14-3-515—76 — трубы, соответствующие ГОСТ 633—63, резьбовые соединения которых уплотняются лентой из фторопластового уплотнительного материала;

ТУ 14-3-261—74 и ТУ 159-37—72 — трубы безмуфтовой конструкции (НКБ1) с резьбой трапецеидального профиля, выполненной на высаженных наружу концах;

ТУ 14-3-215—73 — трубы муфтовой конструкции (НКМ) с резьбой трапецеидального профиля, выполненной на гладкой части.

Трубы с резьбой трапецеидального профиля обладают высокой герметичностью благодаря коническим уплотнительным поверхностям.

В 1980 г. введен новый ГОСТ 633—80 (взамен ГОСТ 633—63), который распространяется на отдельные бесшовные гладкие НКТ и муфты к ним; НКТ

с высаженными наружу концами и муфты к ним; гладкие высокогерметичные НКТ и муфты к ним; безмуфтовые с высаженными наружу концами НКТ.

Стандарт предусматривает изготовление труб по точности и качеству двух исполнений: А и Б.

Трубы исполнения Б по требованию потребителя должны изготавливаться до группы прочности Е включительно с термоупрочненными концами (ТУК) длиной, превышающей длину резьбы не менее чем на 50 мм.

Трубы всех типов исполнения А должны изготавливаться длиной 10 м (предельные отклонения $\pm 5\%$).

Трубы всех типов исполнения Б должны изготавливаться двух групп длин: 1-я группа — от 5,5 до 8,5 м; 2-я группа — от 8,5 до 10 м.

Устанавливают следующие предельные отклонения по размерам и массе труб и муфт:

а) по наружному диаметру труб:

исполнение А

с условным диаметром до 102 мм $\pm 0,8$ мм;

с условным диаметром 114 мм $\pm 0,9$ мм;

исполнение Б

с условным диаметром от 27 до 48 мм $+0,8$; $-0,2$ мм;

с условным диаметром от 60 до 89 мм $+1,0$; $-0,5$ мм;

с условным диаметром 102 и 114 мм $+1,2$; $-0,5$ мм;

б) по толщине стенки $-12,5\%$;

(плюсовые отклонения ограничиваются массой трубы)

в) по наружному диаметру муфт $\pm 1,0\%$;

г) по длине муфт ± 2 мм;

д) по массе:

исполнение А

для отдельной трубы $+6,5$; $-3,5\%$;

исполнение Б

для партии труб (массой не менее 20 т) $-1,75\%$;

для отдельной трубы $+8,0$; $-6,0\%$.

Условное обозначение труб должно включать: тип трубы (кроме гладких труб), условный диаметр трубы, толщину стенки, группу прочности и обозначение стандарта 633—80.

Условное обозначение муфт должно включать: тип трубы (кроме муфт к гладким трубам), условный диаметр, группу прочности и обозначение стандарта 633—80.

Например, трубы из стали группы прочности Е с условным диаметром 60 мм, толщиной стенки 5 мм и муфты к ним обозначаются следующим образом:

60×5-Е ГОСТ 633—80 — гладкие трубы;

60-Е ГОСТ 633—80 — муфты к этим трубам;

В-60×5-Е ГОСТ 633—80 — трубы с высаженными наружу концами;

В-60-Е ГОСТ 633—80 — муфты к этим трубам;

НKM-60×5-Е ГОСТ 633—80 — гладкие высокогерметичные трубы;

НKM-60-Е ГОСТ 633—80 — муфты к этим трубам;

60×5-ТУК-Е ГОСТ 633—80 — гладкие трубы с термоупрочненными концами;

НКБ-60×5-Е ГОСТ 633—80 — трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами.

Таблица 66

Условный диаметр труб, мм	Труба гладкая				Муфта		
	наружный диаметр, мм	внутренний диаметр, мм	толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	масса, кг
33	33,4	26,4	3,5	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	35,2	3,5	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	40,3	4,0	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	50,3	5,0	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	62,0	5,5	9,2	88,9	132	2,4
73	73,0	59,0	7,0	11,4	88,9	132	2,4
89	88,9	75,9	6,5	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	88,6	6,5	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	100,3	7,0	18,5	132,1	156	5,1

На наружной и внутренней поверхностях труб и муфт не должно быть раковин, расслоений, трещин. Допускается вырубка и зачистка этих дефектов при условии, если их глубина не превышает предельного минусового отклонения по толщине стенки. Заварка, зачеканка или заделка дефектных мест не допускается.

На внутренней поверхности высаженных наружу концов труб с муфтами не должно быть более трех дефектных мест, протяженность каждого из которых по окружности не должна быть более 25 мм, ширина — более 15 мм и глубина — более 2 мм.

На наружной и внутренней поверхностях высаженных наружу концов безмуфтовых труб на расстоянии менее 85 мм от торца указанные выше дефекты не допускаются. На расстоянии свыше 85 мм не должно быть более трех дефектных мест, протяженность каждого из которых не должна быть более 1/3 длины окружности, ширина — более 15 мм и глубина — более 2 мм.

Ниже в табл. 66, 67 и 68 приводятся размеры НКТ по ГОСТ 633—80 и муфт к ним.

Таблица 67

Условный диаметр труб, мм	Труба гладкая высокогерметичная				Муфта		
	наружный диаметр, мм	внутренний диаметр, мм	толщина стенки, мм	масса 1 м, кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	масса, кг
60	60,3	50,3	5,0	6,8	73,0	135	1,8
73	73,0	62,0	5,5	9,2	88,9	135	2,5
73	73,0	59,0	7,0	11,4	—	—	—
89	88,9	75,9	6,5	13,2	108,0	155	4,1
89	88,9	72,9	8,0	16,0	—	—	—
102	101,6	88,6	6,5	15,2	120,6	155	5,1
114	114,3	100,3	7,0	18,5	132,1	205	7,4

Таблица 68

Условный диаметр труб, мм	Труба с высаженными наружу концами							Муфта		
	наружный диаметр, мм	внутренний диаметр, мм	толщина стенки, мм	наружный диаметр высаженной части, мм	длина высаженной части, мм	масса 1 м гладкой трубы, кг	увеличение массы трубы вследствие высадки обоих концов, кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	масса, кг
27	26,7	20,7	3,0	33,4	40	1,8	0,1	42,2	84	0,4
33	23,4	26,4	3,5	37,3	45	2,6	0,1	48,3	90	0,5
42	42,2	35,2	3,5	46,0	51	3,3	0,2	55,9	96	0,7
48	48,3	40,3	4,0	53,2	57	4,4	0,4	63,5	100	0,8
60	60,3	50,3	5,0	65,9	89	6,8	0,7	77,8	126	1,5
73	73,0	62,0	5,5	78,6	95	9,2	0,9	93,2	134	2,8
73	73,0	59,0	7,0	78,6	95	11,4	0,9	93,2	134	2,8
89	88,9	75,9	6,5	95,2	102	13,2	1,3	114,3	146	4,2
89	88,9	72,9	8,0	95,2	102	16,0	1,3	114,3	146	4,2
102	101,6	88,6	6,5	108,0	102	15,2	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	100,3	7,0	120,6	108	18,5	1,6	141,3	160	6,3

В табл. 69, 70 приводятся прочностные характеристики НКТ и величины испытательных гидравлических давлений.

Перед спуском в скважину НКТ (особенно в условиях применения штанговых насосов или наличия отложений парафина, солей, гипса) внутренний диаметр и общая изогнутость проверяются оправкой. Длина оправки — 1250 мм, ее диаметры для различных НКТ приводятся в табл. 71.

На каждой трубе на расстоянии 0,4—0,6 м от ее конца, снабженного муфтой (или раструбного конца труб НКБ), наносится ударным способом или накаткой следующая маркировка: условный диаметр трубы в мм, номер трубы, группа прочности, толщина стенки в мм (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм), наименование или товарный знак предприятия-изготовителя, месяц и год выпуска. Место нанесения маркировки обводится или подчеркивается устойчивой светлой краской.

Рядом с маркировкой ударным способом или накаткой на каждой трубе устойчивой светлой краской наносится следующая маркировка: условный диа-

Таблица 69

Показатели	Группа прочности					
	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_v , не менее МПа:	655	687	689	758	862	1000
	638*	—	—	—	—	—
Предел текучести σ_T , МПа:	379	491	552	654	758	930
не менее	373*	—	—	—	—	—
не более	552	—	758	862	965	1137

* Для исполнения Б.

Таблица 7

Условный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Давления для труб из стали групп прочности, МПа						
		Д		К	Е	Л	М	Р
		исполнение А	исполнение Б					
27	3,0	67,2	66,2	87,3	98,1	—	—	—
33	3,5	64,3	63,3	83,4	93,7	—	—	—
42	3,5	50,5	49,5	65,2	73,6	—	—	—
48	4,0	50,5	49,5	65,2	73,6	—	—	—
60	5,0	50,5	49,5	65,2	73,6	87,3	96,6	122
73	5,0	45,6	45,1	59,4	66,7	79,0	87,3	112
73	7,0	57,9	57,4	75,0	84,9	100,6	110,9	122
89	6,5	44,1	43,7	57,4	64,7	76,5	84,4	108
89	8,0	54,4	53,5	70,6	79,5	94,2	104,0	122
102	6,5	38,7	38,3	50,0	56,4	66,7	73,6	95
114	7,0	37,3	36,8	48,1	54,4	64,3	71,1	91

метр трубы в мм, группа прочности (для гладких труб с термоупрочненным концами дополнительно маркируется «ТУК»), толщина стенки в мм (для труб с условным диаметром 73 и 89 мм), длина трубы в см, масса трубы в кг, тип трубы (кроме гладких труб), вид исполнения (при поставке труб исполнения А), наименование или товарный знак предприятия-изготовителя.

Для труб с условными диаметрами 27—48 мм вместо маркировки краской наносится маркировка ударным способом или накаткой на металлическую бирку, надежно прикрепляемую к каждому пакету. При этом маркируется общая длина и масса труб, находящихся в пакете.

Таблица 7

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр оправки, мм	Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр оправки, мм
27	3,0	18,3	73	5,5	59,6
33	3,5	24,0	73	7,0	56,6
42	3,5	32,8	89	6,5	72,7
48	4,0	37,9	89	8,0	69,7
60	5,0	47,9	102	6,5	85,4
			114	7,0	97,1

ЗАРУБЕЖНЫЕ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ

Насосно-компрессорные трубы США изготавливают по стандартам Американского нефтяного института (АНИ) и по технической документации фирм. В основном в СССР поставляют следующие НКТ:

- с муфтовым резьбовым соединением гладкие;
- с муфтовым резьбовым соединением с высаженными наружу концами;
- с безмуфтовым резьбовым соединением.

На эти трубы нанесена треугольная резьба. Трубы с муфтовым соединением можно свинчивать с трубами соответствующего размера по ГОСТ 633—80 без применения специальных переводников.

НКТ, выпускаемые по техническим документациям фирм, отличаются от труб стандартов АНИ резьбой трапецеидального профиля, уплотняющимися элементами типа металл-металл в резьбовом соединении, цилиндрической двухсту-

Таблица 72

Труба гладкая				Муфта					
наружный диаметр, мм	внутренний диаметр, мм	толщина стенки, мм	масса 1 м гладкой трубы, кг	наружный диаметр, мм	длина, мм	диаметр расточки, мм	ширина торцевой плоскости, мм	диаметр торцевой плоскости	масса, кг
26,7	21,0	2,87	1,68	33,4	81,0	28,3	1,6	30,0	0,23
33,4	26,6	3,38	2,50	42,2	82,6	35,0	2,4	37,8	0,38
42,2	35,1	3,56	3,38	52,2	88,9	43,8	3,2	47,2	0,59
48,3	40,9	3,68	4,05	55,9	95,2	49,9	1,6	52,1	0,56
60,3	51,8	4,24	5,87	73,0	108,0	61,9	4,8	66,7	1,28
60,3	50,6	4,83	6,60	73,0	108,0	61,9	4,8	66,7	1,28
60,3	47,4	6,45	8,56	73,0	108,0	61,9	4,8	66,7	1,28
73,0	62,0	5,51	9,18	88,9	130,2	74,6	4,8	81,0	2,34
73,0	57,4	7,82	12,57	88,9	130,2	74,6	4,8	81,0	2,34
88,9	77,9	5,49	11,29	108,0	142,9	90,5	4,8	98,4	3,71
88,9	76,0	6,45	13,12	108,0	142,9	90,5	4,8	98,4	3,71
88,9	74,2	7,34	14,76	108,0	142,9	90,5	4,8	98,4	3,71
88,9	69,9	9,52	18,65	108,0	142,9	90,5	4,8	98,4	3,71
101,6	90,1	5,74	13,57	120,6	146,0	103,2	4,8	111,1	4,34
114,3	100,5	6,88	18,23	132,1	155,6	115,9	4,8	123,2	4,89

пенчатой резьбой, уплотняющими пластмассовыми кольцами в резьбовом соединении.

В табл. 72 и 73 приводятся размеры некоторых труб и муфт к ним по стандартам АНИ.

БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Бурильные трубы — связующее звено между наземным оборудованием и инструментом, находящимся на забое скважины. В капитальном ремонте скважин бурильные трубы применяют при разбуривании цементных мостов, металлических предметов, оставленных в скважине, при ловильных работах, бурении второго ствола и т. д. Промышленность выпускает бурильные трубы следующих типов: с высаженными внутрь и наружу концами, приваренными соединительными концами, блокирующими поясками, стабилизирующими поясками и легкосплавные бурильные трубы ЛБТ.

Бурильные трубы с высаженными внутрь и наружу концами выпускают длиной 6,8 и 11,5 м — при условном диаметре 60—102 мм; длиной 11,5 м — при условном диаметре 114—168 мм. В одной партии может быть до 25 % труб длиной 8 м и до 15 % — 6 м. Разрешаются следующие отклонения по длине:

Труба с высаженными концами							Муфта		
наруж- ный диа- метр, мм	внут- ренний диа- метр, мм	толщи- на стенки, мм	Высадка, мм		масса 1 м гладкой трубы, кг	увеличение массы за счет высадки и муфт, кг		наружный диаметр, муфты, мм	
			наруж- ный диа- метр	длина общая		трубы с нормаль- ными муфтами	трубы со специаль- ными муф- тами уменьшен- ного диа- метра	нормальной и специ- альной с увеличен- ной фаской	специаль- ной умень- шенного диаметра
26,7	21,0	2,87	33,4	60,3	1,68	0,64	—	42,2	—
33,4	26,6	3,38	37,3	63,5	2,50	0,64	—	48,3	—
42,2	35,1	3,56	46,0	66,7	3,38	0,73	—	55,9	—
48,3	40,9	3,68	53,2	68,3	4,05	0,91	—	63,5	—
60,3	50,6	4,83	65,9	101,6	6,60	1,82	1,34	77,8	73,9
60,3	47,7	6,45	65,9	101,6	8,55	1,63	1,16	—	—
73,0	62,0	5,51	78,6	108,0	9,18	2,54	1,71	93,2	87,9
73,0	57,4	7,82	78,6	108,0	12,57	2,27	1,43	—	—
88,9	76,0	6,45	95,2	114,3	13,12	4,18	2,45	114,3	106,2
88,9	69,9	9,52	95,2	114,3	18,65	3,72	2,00	—	—
101,6	88,3	6,65	108,0	114,3	15,58	4,81	—	127,0	—
114,3	100,5	6,88	120,6	120,6	18,23	5,99	—	141,3	—

для труб длиной 6 и 8 м — +0,6 м; длиной 11,5 м — +0,9 м. В партии труб допускается до 10 % труб каждой длины с отклонением — 0,3 м. По длине муфты допускаемое отклонение составляет $\pm 0,3$ мм. Трубы длиной 8 и 11,5 м поставляют без муфт, длиной 6 м — с муфтами. Бурильные трубы изготавливают из сталей групп прочности Д, К, Е, Л, М. Соединительные муфты для труб с условным диаметром 114 мм и менее изготавливают из стали следующей группы прочности: если труба из стали группы прочности Д, то муфта должна быть из стали группы прочности К и т. д. Трубы с условным диаметром 114 мм и более и муфты к ним изготавливают из одной группы прочности стали. На обоих высаженных концах бурильной трубы нарезают трубную резьбу: шаг 3,175 мм на длине 25,4 мм; конусность 1 : 16. Ниже приводятся примеры условных обозначений труб и муфт к ним:

бурильная труба диаметром 127 мм с высаженными внутрь концами с толщиной стенок 8 мм, из стали группы прочности К — труба 127×8К ГОСТ 631—75;

та же труба повышенной точности изготовления — труба П127×8К, ГОСТ 631—75;

соединительная муфта к тем же трубам — муфта 127К, ГОСТ 631—75;

бурильная труба с условным диаметром 140 мм с высаженными наружу концами с толщиной стенок 9 мм из стали группы прочности Е — труба Н140×9Е, ГОСТ 631—75;

та же труба повышенной точности изготовления — труба НП140×9Е, ГОСТ 631—75;

соединительная муфта к тем же трубам — муфта М140Е, ГОСТ 631—75.

Для труб и муфт с левой резьбой после слова труба или муфта ставится буква Л.

та

длина, мм	диаметр расточки, мм	ширина тор- цевой плоско- сти нормаль- ной муфты, мм	наибольший диаметр торцевой плоскости, мм		масса, кг	
			специальной с увеличенной фаской	специальной уменьшенного наружного диаметра	нормальной	специальной уменьшенного наружного диаметра
82,6	35,0	2,4	37,8	—	0,38	—
88,9	38,9	2,4	42,8	—	0,57	—
95,2	47,6	3,2	51,0	—	0,68	—
98,4	54,8	3,2	58,3	—	0,84	—
123,8	67,5	4,0	71,8	69,9	1,55	1,08
—	—	—	—	—	—	—
133,4	80,2	5,6	85,9	83,2	2,40	1,57
—	—	—	—	—	—	—
146,0	86,9	6,4	104,8	100,7	4,10	2,37
—	—	—	—	—	—	—
152,4	109,6	6,4	117,5	—	4,82	—
158,8	122,3	6,4	131,0	—	6,04	—

Бурильные замки выпускают трех типов: ЗН и ЗШ — замки с нормальным и широким проходным отверстием для труб с высаженными внутрь концами; ЗУ — замки с увеличенным проходным отверстием для труб с высаженными наружу концами.

Например, замок ЗН-108, замок БУ-155, замок ЗН-108Л (левая резьба).

Бурильные трубы с приваренными соединительными концами выпускают двух типов: ТБПВ — соединительные концы приваривают к высаженной наружу части; ТБП — сварка осуществляется к невысаженной части. Трубы типа ТБПВ выпускаются по техническим условиям ЧМТУ 3756—53 и ЧМТУ 176—60, а типа ТБП — по ГОСТ 631—75.

Бурильные трубы с блокирующими поясками ТББ имеют на концах цилиндрическую резьбу с шагом 4 мм, упорное соединение трубы с замком и тугое сопряжение с замком.

Бурильные трубы со стабилизирующими поясками имеют гладкие участки непосредственно за навинченным ниппелем и муфтой замка и стабилизирующие уплотнительные пояски на замках, коническую (1:32) трапецеидальную резьбу с шагом 5,08 мм, упорное соединение трубы с замком, тугое сопряжение трубы с замком. Выпускаются эти трубы с высаженными внутрь ТБ_в и наружу ТБ_н концами в соответствии с ГОСТ 631—75. Высаженная часть этих труб на 25 % длиннее, чем стандартных труб.

Легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) изготавливают с высаженными внутрь концами методом прямого прессования из сплава алюминия-меди-магния. Они предназначены для турбинного и роторного способов бурения.

В табл. 74, 75, 76, 77, 78 и 79 приводятся размеры бурильных труб и муфт к ним.

Таблица 7

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба с высаженными наружу концами			Муфта		Масса, кг		
			наружный диаметр в месте наибольшей высадки, мм	длина от торца трубы до места наибольшей высадки, мм	длина от места наибольшей высадки до нормального наружного диаметра, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высадок для одной трубы	муфты
60	60,3	7 9	67,43	110	65	86	140	9,15 11,30	1,5	2,7
73	73,0	7 9 11	81,76	120	65	105	165	11,4 14,2 16,8	2,5	4,7
89	89,0	7 9 11	97,13	120	65	118	165	14,2 17,8 21,2	3,5	5,9
102	101,6	8 9 10	114,30	145	65	140	204	18,5 20,4 22,4	4,5	9,4
114	114,3	8 9 10 11	127,00	145	65	152	204	20,9 23,3 25,7 28,0	5,0	11,4

УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ) изготавливают по техническим условиям 4МТУ 3532—53 и нормали Н 219—49 двух типов: гладкие по всей длине и с конусной проточкой. Их поставляют с внутренней резьбой на обоих концах (наддолотные) и с внутренней резьбой на одном конце и наружной на другом (промежуточные). УБТ имеют замковую резьбу. УБТ диаметром 95 и 108 мм выпускают длиной 6 и 8 м; диаметром 146 мм — длиной 6 и 8 м, диаметром 177 и 203 мм — длиной 8 и 12 м. УБТ изготавливают из стали группы прочности 1 и из стали марки 36Г2С.

Утяжеленные бурильные трубы сбалансированные (УБТС) имеют лучшие эксплуатационные характеристики и повышенную прочность резьбовых соединений. Эти трубы изготавливают из стали марок 38ХНЗМФА по ГОСТ 4543—71 (предел текучести 750 МПа) и 40ХНМА (предел текучести 650 МПа).

Ниже приводятся размеры УБТ (табл. 80), УБТС (табл. 81).

Таблица 75

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба с высаженными внутрь концами			Муфта		Масса, кг		
			наименьший диаметр проходной части, мм	длина от торца трубы до места с наименьшим диаметром, мм	длина от места с наименьшим диаметром до нормального внутреннего диаметра, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высадок для одной трубы	муфты
60	60,3	7 9	32 24	90	40	80	140	9,15 11,3	1,2 1,4	2,7
73	73,0	7 9 11	45 34 28	100	40	95	166	11,4 14,2 16,8	1,6 2,4 2,2	4,2
89	89,0	7 9 11	60 49 45	100	40	108	166	14,2 17,8 21,2	2,4 3,4 3,2	4,4
102	101,6	7 8 9 10	74 70 63 62	115	55	127	184	16,4 18,5 20,4 22,4	3,0 3,4 3,8 4,0	7,0
114	114,3	7 8 9 10 11	82 78 74 70 68	130	55	140	204	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	4,6 5,8 6,0 6,6 6,4	9,0
127	127,0	7 8 9 10	95 91 87 83	130	55	152	204	20,7 23,5 26,2 28,9	5,8 6,4 7,0 7,6	10,0

Таблица 76

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба с приваренными соединительными концами по высаженной наружу части					
		Высаженная часть, мм		Соединительные концы, мм		Масса, кг	
		наружный диаметр	толщина стенки	наружный диаметр	толщина стенки	1 м гладкой трубы	двух соединительных концов
73	6	81	9,5	108	10,5	9,9	27,3
	7		10,5		11,5	11,4	27,5
	8		11,5		12,5	12,8	27,7
89	6	97	9,5	120	10,5	12,3	29,6
	7		10,5		11,5	14,2	29,9
	8		11,5		12,5	16,6	30,2
114	7	122	10,5	155	11,5	18,5	48,0
	8		11,5		12,5	20,9	48,5
	9		12,5		13,5	23,3	49,0
	10		13,5		14,5	25,7	49,5
127	7	135	11	170	12	20,7	47,0
	8		12		13	23,5	47,5
	9		13		14	26,2	48,5
	10		14		15	28,9	48,5

ВЕДУЩИЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Основное назначение ведущих бурильных труб — это передача вращения от ротора к колонне труб. Ведущие бурильные трубы являются также связующим звеном между вертлюгом и колонной труб, через них обеспечивается закачка жидкости в скважину.

Ведущие бурильные трубы изготавливают сборными (составленными из трех деталей) и цельными. Наибольшее применение находят сборные ведущие трубы квадратного сечения, так как они просты в изготовлении.

Сборные ведущие трубы состоят из штанг, верхнего и нижнего переводников для соединения соответственно с вертлюгом и трубами.

На концах ведущих труб нарезается наружная коническая резьба с шагом 8 ниток на длине 25,4 мм и конусностью 1 : 16. Ведущая труба в своей верхней части имеет левую резьбу, а внизу — правую.

Ведущие трубы изготавливают из стали группы прочности Д и К, переводники — из стали марки 40ХН.

В табл. 82 приводится техническая характеристика ведущих труб по нормам Н293—49 и по ТУ 14-3-126—73.

Таблица 77

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками			
		Диаметр прохода высадки, мм	Наружный диаметр высадки, мм	Масса 1 м гладкой трубы, мм	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
89	9	57	89,9	17,8	3,9
	11	54		21,2	3,4
102	9	68	101,9	20,4	5,1
	10	66		22,4	5,0
114	9	78	115,2	23,3	7,3
	10	76		25,7	7,1
	11	74		28,0	6,9
127	9	92	130,2	26,2	7,8
	10	90		28,9	7,6

Таблица 78

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Труба с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками			
		Внутренний диаметр высадки, мм	Наружный диаметр высадки, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
73,0	9	52	85,9	14,2	3,7
	11	48		16,8	
89,0	9	68	101,9	17,8	4,5
	11	64		21,2	
102,0	9	80,6	115,2	20,4	5,7
	10	78,6		22,4	
114,0	9	93,3	130,2	23,3	7,9
	10	91,3		25,7	
	11	89,3		28,0	

Таблица 79

Легкосплавная бурильная труба	Размеры и допуски трубы, мм					Площадь сечения трубы, см ²	Масса (теорети- ческая) 1 м трубы, кг	Высаженные участки трубы	
	наружный диаметр	толщина стенки выса- женной части	толщина стенки трубы	длина	длина посадки			площадь сечения, см ²	масса 1 м, кг
ЛБТ 120×9	129±1,5	17+2,0 -1,0	9±1,0	12 000±250	250±50	38,8	9,63	59,8	16,98
ЛБТ 114×10	114±1,2	17+2,0 -1,0	10±1,0	12 000±250	200±50	32,6	9,29	51,8	14,75
ЛБТ 93×9	93±1,0	16+2,0 -1,0	9±1,0	9 000±250	200±50	23,8	6,79	38,8	11,08
ЛБТ 73×9	73±1,0	16+2,0 -1,0	9±1,0	9 000±250	200±50	18,1	5,16	28,4	8,10

Таблица 80

Наружный диаметр утяже- ленной бурильной трубы, мм	Диаметр цилиндрической проточки, мм	Диаметр канала, мм	Длина, мм				Масса трубы, кг	Замковая резьба
			до верхней конусной проточки	верхней конусной проточки	цилиндричес- кой проточки	нижней конусной проточки		
95±1	90	32	500	500	500	250	49	3-76
108±1	102	38	500	500	500	250	63	3-88
146±4	138	75	500	500	500	250	97	3-121
178±3	168	90	500	500	500	250	156	3-147

Таблица 81

Наружный диаметр утяжеленной бурильной сбалансированной трубы, мм	Замковая резьба	Внутренний диаметр, мм	Диаметр проточки под элеватор, мм	Длина конуса шпателя, мм	Масса 1 м, кг
89	Зс-73	38	80	76	36,7
108	Зс-86 З-88	50	90	89 96	56,1
120	З-101 З-102	64	102	96 90	63,5
133	З-102 Зс-108	64	115	90 114	84,5
146	З-121 Зс-122	68 72	128	102 114	103,0 100,0

Таблица 82

Длина стороны квадрата, мм	Диаметр канала, мм	Диаметр проточки под элеватор, мм	Длина резьбы, мм	Общая длина трубы, м	Замковая резьба пере- водников		Наружный диаметр переводника, мм		Масса (теоретическая), кг		
					верхнего	нижнего	верхнего	нижнего	1 м трубы без пере- водников	переводника	
										верхнего	нижнего

По нормам Н 293—49

65	32	73	65	10,0—12,5	З-76Л	З-76	95	95	27	10	9
80	40	89	75	10,0—12,5	З-88Л	З-88	108	108	38	12	12
115	75	114	95	13,3—15,0	З-152Л	З-121	197	146	65	55	22
140	80	141	105	14,5—16,5	З-152Л	З-147	197	178	110	55	35

По ТУ 14-3-126—78

112±5	74±4	114	65	10,5—13	—	—	—	—	65,6	—	—
—1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
140±2	85±5	141	110	14—16,5	—	—	—	—	106,6	—	—

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Обсадные трубы предназначены для крепления стенок скважины после бурения и разобщения нефтеносных, газоносных и водоносных пластов. Обсадные трубы изготавливают из сталей групп прочности С, Д, К, Е, Л, М и Р. Трубы выпускают с нормальной и удлиненной резьбой длиной от 9,5 до 13 м. В комплекте может быть не более 20 % труб длиной 8—9,5 м и не более 10 % длиной 5—8 м. Трубы групп прочности К, Е, Л, М, Р подвергают термобработке. Резьбы обсадных труб выполняются конусностью 1 : 16; резьба муфт должна быть оцинкована и фосфатирована. На каждой трубе на расстоянии 40—60 см от ее конца, свободного от муфты, наносится клеймо с указанием условного диаметра в мм, группы прочности, длины резьбы, толщины стенки в мм, товарного знака завода-изготовителя, месяца и года выпуска.

Отечественная промышленность выпускает также трубы повышенной прочности и герметичности: ОТТМ-1 (обсадные муфтовые трубы с трапецевидальной резьбой, выдерживающие наибольшие нагрузки); ОТТГ-1, ТБО-4, ТБО-5 (обсадные трубы с соединениями, обеспечивающие герметичность при давлении газа до 50 МПа).

Ниже приводятся основные данные обсадных труб с нормальной (табл. 83) и удлиненной (табл. 84) резьбой.

ЗАБОЙНЫЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ

К забойным гидравлическим двигателям относятся турбобуры и винтовые двигатели.

Турбобур — это забойный двигатель гидродинамического типа. Гидравлическая энергия потока жидкости, подаваемой по трубам посредством насосов на поверхности, в турбине турбобура превращается в механическую энергию вала. Жидкость после турбины направляется в долото и, проходя через его промывочные отверстия, попадает на забой, очищает его и выносит на поверхность выбуренную породу.

К основным деталям турбобура относятся турбина, вал, опоры и корпус.

Турбина — многоступенчатая, осевого типа. Она состоит из системы статоров и роторов, связанных соответственно с корпусом и валом турбобура. Лопатки статора и ротора имеют противоположные направления наклона — правое и левое. В каналах статоров жидкость отклоняется от осевого направления, а проходя по каналам роторов, вновь возвращается к осевому направлению.

Гидравлическая энергия, расходуемая на изменение величины и направления скорости потока жидкости, при неподвижных статорах вызывает вращение роторов, а с ними и вала турбобура. Суммарный момент на валу турбобура равен сумме моментов на роторе каждой ступени. Реактивные моменты, создающиеся на статоре каждой ступени, воспринимаются корпусом турбобура благодаря силам трения на торцах статоров; суммарный реактивный момент через корпус турбобура передается колонне буровых труб.

Число оборотов вала многоступенчатой турбины не зависит от числа ступеней, а пропорционально количеству подаваемой жидкости; давление в турбине (перепад) и вращающий момент пропорциональны квадрату, а мощность турбины — кубу количества подаваемой жидкости.

Таблица 83

Услов- ный диа- метр, мм	Размеры трубы с нормальной резьбой, мм			Теоре- тичес- кая масса 1 м трубы, кг	Размеры муфты		Теоре- тичес- кая масса муфты, кг	Испытательное гидравлическое давление для трубы стали групп прочности, МПа				
	наруж- ный диа- метр	толщи- на стенки	внут- ренний диа- метр		наруж- ный диа- метр	длина		С	Д	К	Е	Л
114	114,3	6	102,3	16,0	133	158	3,7	25	25	42	46	54,5
		7	100,3	18,5				25	25	49	54	64
		8	98,3	21,0				25	25	56	61,5	70
127	127,0	6	115	17,9	146	165	5,7	25	25	37,5	41,5	49
		7	113	20,7				25	25	44	48,5	57
		8	111	23,5				25	25	50,5	55,5	65,5
		9	109	26,2				25	25	56,5	62	70
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	7,1	22	25	34	37,5	44,5
		7	125,7	22,9				25	25	40	44	52
		8	123,7	26,0				25	25	45,5	50	59,5
		9	121,7	29,0				25	25	51,5	56,5	67
		10	119,7	32,0				25	25	57	63	70
		11	117,7	34,9				25	25	62,5	69	70
146	146	6,5	133	20,7	166	177	8	22,5	25	35,5	39	46
		7	132	24,0				24,5	25	38,5	42	50
		8	130	27,2				25	25	44	48	57
		9	128	30,4				25	25	49,5	54	64
		10	126	33,5				25	25	54,5	60	70
		11	124	36,5				25	25	60	66	70
168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	9,1	19,5	23,5	31	34	40
		7	154,3	27,8				21,5	25	33,5	36,5	43,5
		8	152,3	31,6				24,5	25	38	42	49,5
		9	150,3	35,3				25	25	43	47	55,5
		10	148,3	39,0				25	25	47,5	52,5	62
		11	146,3	42,6				25	25	52,5	57,5	68
178	177,8	7	163,8	29,5	198	184	10,1	20	24	31,5	34,5	41
		8	161,8	33,5				23	25	36	39,5	47
		9	159,8	37,4				25	25	40,5	44,5	52,5
		10	157,8	41,4				25	25	45	49,5	58,5
		11	155,8	45,2				25	25	49,5	54,5	64,5
		12	153,8	49,0				25	25	54	59,5	70
194	193,7	7	179,7	32,2	216	190	12,2	18,5	22	29	31,5	37,5
		8	177,7	36,6				21	25	33	36,5	43
		9	175,7	41,0				24	25	37	40,5	48,5
		10	173,7	45,3				25	25	41,5	45,5	53,5
		12	169,7	53,9				25	25	49,5	54,5	64,5

Условный диаметр, мм	Размеры трубы с нормальной резьбой, мм			Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Размеры муфты		Теоретическая масса муфты, кг	Испытательное гидравлическое давление для трубы стали групп прочности, МПа				
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр		наружный диаметр	длина		С	Д	К	Е	Л
219	219,1	7	205,1	36,6	245	196	16,2	16,5	19,5	25,5	28	33
		8	203,1	41,6				18,5	22	29	32	38
		9	201,1	46,6				21	25	33	36	42,5
		10	201,1	46,6				23,5	25	36,5	40	47,5
		12	195,1	61,3				25	25	44	48	57
245	244,5	8	228,5	46,6	270	196	17,3	12,5	15	19,5	21,5	25,5
		9	226,5	52,2				14	17	22	24,5	28,5
		10	224,5	57,8				15,5	18,5	24,5	27	32
		12	220,5	68,8				19	22,5	29,5	32,5	38
273	273,1	8	257,1	52,3	299	203	20,7	11,5	13,5	17,5	19,5	23
		9	255,1	58,5				12,5	15	20	22	25,5
		10	253,1	64,8				14	16,5	22	24	28,5
		12	249,1	77,2				17	20	26,5	29	34,5
299	298,5	8	282,5	57,3	324	203	22,4	10,5	12	16	17,5	
		9	280,5	64,2				11,5	13,5	18	20	
		10	278,5	71,3				13	15,5	20	22	
		11	276,5	78,0				14	17	22	24,5	
		12	274,5	84,7				15,5	18,5	24	26,5	
324	323,9	9	305,9	70,1	351	203	23,4	10,5	12,5	16,5	18,5	
		10	303,9	77,4				12	14	18,5	20,5	
		11	301,9	84,8				13	15,5	20	22,5	
		12	299,9	92,6				14	17	22	24,5	
340	339,7	9	321,7	73,3	365	203	25,5	10	12	16	17,5	
		10	319,7	81,3				11	13,5	17,5	19,5	
		11	317,7	89,1				12,5	15	19,5	21,5	
		12	315,7	96,9				13,5	16	21	23,5	
(351)	(351)	9	333	75,9	376	229	29	10	11,5	15,5	17	
		10	331	84,0				11	13	17	19	
		11	329	92,2				12	14	19	20,5	
		12	327	100,3				13	15,5	20,5	22,5	

Условный диаметр, мм	Размеры трубы с нормальной резьбой, мм			Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Размеры муфты		Теоретическая масса муфты, кг	Испытательное гидравлическое давление для трубы стали групп прочности, МПа				
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр		наружный диаметр	длина		С	Д	К	Е	Л
(377)	(377)	9 10 11 12	359 357 355 353	81,6 90,4 99,2 107,9	402	229	31,0	9 10 11 12	11 12 13,5 14,5	14,5 16 17,5 19		
407	406,4	9 10 11 12	388,4 386,4 384,4 382,4	88,1 97,7 107,2 117,5	432	228	35,8	8,5 9,5 10,5 11,5	10 11 12,5 13,5	13 15 16 18		
(426)	(426)	10 11 12	406 404 402	102,5 112,5 122,4	451	229	37,5	9 10 11	11 12 13	14 15,5 17		
508	508	11	486	134,7	533	228	44,6	8,5	10			

Примечания: 1. Трубы, размеры которых указаны в скобках, применять не рекомендуется. 2. Если расчетное давление для труб групп прочности С и Д превышает 25 МПа, а для остальных 70 МПа, испытательное давление принимают соответственно 25 и 70 МПа.

Мощность турбобура и перепад давлений на его турбине равны соответственно сумме мощностей и перепадов давлений отдельных ступеней.

На валу турбобура монтируют роторы и вращающиеся детали опор, скрепленные роторной гайкой в одну монолитную систему.

В корпусе монтируют статоры и невращающиеся детали опор, скрепленные ниппелем в одну монолитную систему.

Опоры турбобура представляют собой резинометаллические подшипники скольжения и подшипники качения.

Выпускают турбобуры типа Т12 — односекционные с числом ступеней турбины 100—120 и укороченные с числом ступеней 30—60 для бурения новых стволов, искривленных скважин и т. д.; типа ТС — секционные турбобуры, состоящие из двух и более секций с числом ступеней 200 и более для бурения глубоких скважин; типа КТД — колонковые турбодолота для отбора керна; ТШ и ТСШ — шпиндельные и секционные шпиндельные турбобуры.

Шпиндельный турбобур состоит из секций с турбинами и шпинделем. К шпинделю присоединяется долото. Многорядная осевая опора (пята) находится в шпиндельной секции, что позволяет заменять ее непосредственно на устье скважины без разборки секций с турбинами.

Условный диаметр, мм	Размеры труб с удлиненной резьбой, мм			Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Размеры муфты, мм		Теоретическая масса муфты, кг	Испытательное гидравлическое давлени- е для труб из стали групп прочности, МПа					
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр		наружный диаметр	длина		Д	К	Б	Л	И	А
114	114,3	7 8 9	100,3 98,3 96,3	18,5 21,0 23,4	133	177	5,8	37,5 42,5 48	49 56 63	54 61,5 69	64 70 70	70 70 70	70 70 70
127	127	7 8 9	113 111 109	20,7 23,5 26,2	146	196	7,4	33,5 38 43	44 50,5 56,5	48,5 55,5 62	57 65,5 70	66 70 70	70 70 70
140	139,7	7 8 9 10 11	123,7 123,7 121,7 119,7 117,7	22,9 26,0 29,0 32,9 34,9	159	203	8,7	30,5 35 39 43,5 47,5	40 45,5 51,5 57 62,5	44 50 56,5 63 69	52 59,5 67 70 70	60 68,5 70 70 70	68,5 70 70 70 70
146	146,1	7 8 9 10 11	132 130 128 126 124	24,0 27,2 30,4 33,5 36,6	166	215	9,7	29 33,5 37,5 41,5 46	38,5 44 49,5 54,5 60	42 48 54 60 66	50 57 64 70 70	57,5 67 70 70 70	70 70 70 70 70
168	168,3	8 9 10 11 12 14	152,3 150,3 148,3 146,3 144,3 140,3	31,6 35,3 39,0 42,6 46,2 53,2	188	222	11,3	29 32,5 36 40 43,5 50,5	38 43 47,5 52,5 57 66,5	42 47 52,5 57,5 63 70	49,5 55,5 62 68 70 70	57 64,5 70 70 70 70	70 70 70 70 70 70
178	177,8	8 9 10 11 12 14	161,8 159,8 157,8 155,8 153,8 149,8	33,5 37,4 41,4 45,2 49,0 56,5	198	228	12,9	27,5 31 34 37,5 41 47,5	36 40,5 45 49,5 54 63	39,5 44,5 49,5 54,5 59,5 69	47 52,5 58,5 64,5 70 70	54 60,5 67,5 70 70 70	68 70 70 70 70 70
194	193,7	8 9 10 12 14	177,7 175,7 173,7 169,7 165,7	36,6 41,0 45,3 53,7 62,0	216	235	15,5	25 28 31,5 37,5 43,5	33 37 41,5 49,5 57,5	36,5 40,5 45,5 54,5 63,5	43 48 53,5 64,5 70	49,5 55,5 62 70 70	62,5 70 70 70 70

Условный диаметр, мм	Размеры трубы с удлиненной резьбой, мм			Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Размеры муфты, мм		Теоретическая масса муфты, кг	Испытательное гидравлическое давлени- е для трубы из стали групп прочности, МПа					
	наружный диаметр	толщина стенки	внутренний диаметр		наружный диаметр	длина		Д	К	Е	Л	М	Р
219	219,1	10	199,1	51,5	245	254	21,5	28	36,5	40	47,5	55	69
		11	197,1	55,4				30,5	40,5	44,5	52,5	60	70
		12	195,1	61,3				33,5	44	48	57	65,6	70
245	244,5	9	226,5	52,2	270	266	25,5	17	22	24,5	28,5	33	42
		10	224,5	57,8				18,5	24,5	27	32	36,5	46,5
		11	222,5	63,3				20,5	27	29,5	35	40,5	51
		12	220,5	69,8				22,5	29,5	32,5	38	44,5	56
		14	216,5	79,5				26	34	38	44,5	51,5	65

Турбинные и шпиндельные секции соединяют между собой с помощью замковых резьб, а валы — посредством конусно-шлицевых муфт.

В табл. 85 приводятся основные параметры турбобуров по ТУ 26-02-367—71 при плотности жидкости ρ 1000 и 1200 кг/м³.

Недостаток турбобура — это необходимость большого числа ступеней или введения промежуточных редукторных устройств для получения необходимых величин вращающих моментов, а также высокая частота вращения (300—600 об/мин).

В связи с этим были начаты исследования по созданию забойного объемного гидравлического двигателя. В настоящее время выпускают забойные винтовые двигатели.

Винтовой двигатель состоит из трех основных узлов: секции двигательной, секции шпинделя и клапана, которые соединяются между собой с помощью замковых резьб.

Рабочие органы секции двигательной — это ротор и статор, представляющие собой зубчатую пару с внутренним косозубым зацеплением с разницей в числах зубьев, равной единице.

Статор имеет десять внутренних винтовых зубьев левого направления, выполненных на обкладке из эластомера, привулканизированной к расточке корпуса.

Ротор на своей наружной поверхности имеет девять винтовых зубьев левого направления и выполняется из коррозионностойкой стали или из конструкционной стали с хромированием зубьев. Ось ротора смещена относительно оси статора на половину высоты зуба. Верхняя часть полого ротора закрывается пробкой и является свободной, а к нижней присоединено двухшарнирное соединение, преобразующее планетарное движение ротора в соосное вращение вала (шпинделя).

Таблица 85

Турбобур	Число ступе-ней	Расход жидко-сти, л/с	Часто-та вра-щения вала турбо-бура, об/мин	1000 кг/м³		1200 кг/м³		Длина, мм	Масса, кг
				мо-мент, кН·м	пере-пад давле-ния, МПа	мо-мент, кН·м	пере-пад давле-ния, МПа		
T12M3Б-240	104	50	660	2,0	4,0	2,4	5,0	8 275	2015
ЗТСШ-240	318	55	725	2,4	4,5	3,0	6,0	23 550	5980
		32	420	2,5	5,0	3,0	6,0		
А9Ш	210	34	450	2,85	5,5	3,4	6,5	16 690	4605
		45	420	3,0	7,0	3,5	8,5		
А9ГТШ-ТЛ	231;	40	230	2,5	4,0	3,0	5,0	23 825	6580
		117	260	3,2	5,0	3,85	6,0		
T12M3Б-215	99	40	545	1,1	2,5	1,3	3,0	8 035	1675
		45	610	1,4	3,5	1,7	4,5		
T12M3Б-195	100	30	660	0,85	3,5	1,0	4,5	9 100	1500
		35	770	1,15	4,5	1,35	5,5		
ЗТСШ-195	285	22	485	1,3	5,0	1,55	6,0	23 550	4165
		24	530	1,35	6,0	1,6	7,5		
ЗТСШ1-195	306	30	400	1,30	3,5	1,55	4,5	25 905	4850
		35	470	1,80	5,0	2,15	6,0		
ЗТСШ1-195ТЛ	318	40	355	1,75	3,0	2,1	4,0	25 905	4355
		45	400	2,20	4,0	2,6	5,0		
ЗТСША-195ТЛ	327	20	580	1,95	6,5	2,3	8,0	16 090	4710
		30	725	3,05	10,5	3,6	13,0		
А7Ш	236	30	520	1,90	8,0	2,3	10	17 425	3179
		25	250	1,30	4,0	1,6	5,0		
А7ГТШ-ТЛ	279	30	300	1,90	6,0	2,3	7,5	25 905	4520
		25	250	1,30	4,0	1,6	5,0		
T12M3Е-172	121	25	625	6,5	3,0	0,8	4,0	8 440	1115
		28	700	8,0	4,0	1,0	5,0		
ТС5Е-172	239	20	500	8,0	4,0	1,0	5,0	15 340	2150
		22	550	9,5	5,0	1,1	6,0		
ЗТСШ1-172	336	20	505	10,0	6,0	1,2	7,5	25 800	4490
		25	630	16,0	9,5	1,9	12,0		
А6ГТШ	335;	20	280	7,5	4,0	0,9	5,0	22 700	2640
		121							
ТС4А-127	240	12	740	3,5	5,0	0,45	6,0	13 635	1090
		13	800	4,0	6,0	0,50	7,5		
ТС4А-104,5	212	8	870	1,5	4,5	0,18	6,0	12 775	630
		9	980	2,0	5,5	0,25	7,5		

Шпиндель передает осевую нагрузку на долото, воспринимает гидравлическую нагрузку, действующую на ротор двигателя, и уплотняет выходной вал, создавая необходимый перепад давления на долоте.

Переливной клапан предназначен для сообщения внутренней полости буровой колонны с затрубным пространством при спуско-подъемных операциях.

В табл. 86 приводятся основные характеристики забойных винтовых двигателей.

Параметр	Забойный винтовой двигатель				
	Д-195	Д2-172М	Д-127	Д-85	Д1-54
Частота вращения вала (шпинделя), об/мин	100—130	115—220	200—250	225—290	180—480
Вращающий момент, Н·м	5000—6100	2900—4150	1000—1200	270—340	60—80
Мощность на валу, кВт	50—80	33—92	20—30	6—10	1,3—3,1
Расход жидкости, л/с	30—40	23—33	12—15	5—7	1—2,5
Перепад давления, МПа	5—6	4,5—6	3,5—4,5	2,7—3	3,8—4,2
Максимальный диаметр, мм	195	172	127	88	54
Длина, мм	6235	6900	4400	3195	2000
Масса, кг	1090	880	305	105	25

ДОЛОТА

Долото — это инструмент для разрушения горных пород, цемента и различных предметов, находящихся на забое скважины. Долота подразделяют:

по характеру воздействия на породу: дробящие, дробяще-скалывающие, истирающе-режущие, режуще-скалывающие;

по назначению: для сплошного разрушения горной породы, кольцевого (колонковые), для специальных целей (пикообразные, фрезерные, зарезные, эксцентричные и оправочные);

по конструкции промывочных устройств и способу использования гидравлической мощности струи промывочной жидкости: гидромониторные, проточные.

Шарошечные долота для сплошного разрушения выпускают с одной, двумя и тремя шарошками.

Пикообразные долота выпускают двух типов: ПЦ — для разбуривания цементных стаканов, пробок, башмаков и других элементов низа обсадной колонны после ее цементирования; ПР — для расширения ствола скважины в мягких и вязких породах и отвода в сторону оставшихся на забое металлических предметов.

Фрезерные долота предназначены для бурения скважин в неабразивных и малоабразивных плотных породах и разбуривания цементных мостов и металлических предметов на забое скважины.

Эксцентричные долота выпускают как двухлопастными, так и пикообразными. Эксцентриситет должен быть не менее 50 мм.

Оправочные долота предназначены для исправления смятых колонн.

Долота в зависимости от буримости пород обозначаются: М — для самых мягких и вязких пород; МС — для мягких пород с пропластками пород средней твердости; С — для пород средней твердости; СТ — для пород средней твердости с пропластками твердых и абразивных пород; Т — для твердых и абразивных пород; ТК — для пород с пропластками крепких и абразивных пород; К — для крепких и абразивных пород; ОК — для самых крепких и абразивных пород; МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ — долота с твердосплавными вставками (зубками) для бурения мягких, средних, твердых и крепких пород.

По расположению и конструкции промывочные (продувочные) каналы обозначаются: Ц — центральная промывка; Г — боковая гидромониторная промывка; П — центральная продувка; ПГ — боковая продувка.

Опоры шарошек обозначаются: В — на подшипниках с телами качения; Н — на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники с телами качения); А — на двух и более подшипниках скольжения.

Характеристики долот приводятся в табл. 87, 88, 89, 90 и 91.

ЛОВИЛЬНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Ловильный инструмент служит для извлечения из скважины аварийных насосно-компрессорных, бурильных труб, кабеля, каната и других мелких предметов или для предварительной обработки их поверхности.

К ловильным инструментам относятся труболовки, метчики, колокола, овершоты, райберы, фрезеры, скребки, печати, магнитные ловители, удочки и т. д.

Труболовки предназначены для ловли НКТ. Их выпускают с резьбой правого и левого направления. Труболовки с резьбой правого направления служат для извлечения колонны захваченных труб целиком, а с резьбой левого направления — для извлечения труб по частям путем их отвинчивания. Труболовки внутренние захватывают трубы за их внутреннюю поверхность, а наружные — за наружную поверхность или муфту.

Труболовки внутренние и наружные подразделяют на неосвобождающиеся и освобождающиеся. Внутренние труболовки неосвобождающиеся имеют только механизм захвата плащечного типа, а те же труболовки освобождающиеся имеют механизм фиксации плашек в освобожденном состоянии. Освобождение труболовки с плащечно-клиновидным захватным механизмом осуществляется путем резкого спуска колонны труб, что приводит к утапливанию плашек и фиксации их в этом положении. При использовании освобождающихся труболовок (или других инструментов) с плащечным захватным механизмом нужно очень осторожно выбирать величину растягивающих усилий. Ниже приводятся оптимальные значения этих усилий, обеспечивающие надежное сцепление плашек с поверхностью трубы для успешного отвинчивания.

Растягивающая нагрузка, кН	200—300	500—600	700—800	1000	1000—1200
Условный диаметр НКТ, мм	60	73	89	102	114

При меньших усилиях возможно скольжение плашек, в результате чего не происходит отвинчивания труб, что приводит к преждевременному износу зубьев плашек.

Внутренние освобождающиеся труболовки выпускают с гидравлическим (ТВГ) и механическим (ТВМ) принципами освобождения.

Универсальный эксплуатационный метчик МЭУ предназначен для ловли НКТ. На поверхность конусной части (конусность 1 : 8) нанесена резьба специального профиля (8 ниток на 25,4 мм длины резьбы) для врезания в тело аварийных труб и имеется 4—5 продольных канавок для выхода стружек. МЭУ выпускают с правым и левым направлением резьбы. Метчики МЭУ36-60 и МЭУ46-80 изготавливают из стали марки 12ХН2, а остальные — из стали марки 20Х. Все метчики подвергают термической обработке — цементации ловильной резьбы с последующей закалкой и отпуском. Метчики, как и дру-

Диаметр, мм	Шарошеч- ные долота	Масса, кг	Допускае- мая наг- рузка, кН	Диаметр, мм	Шарошеч- ные долота	Масса, кг	Допускае- мая наг- рузка, кН
----------------	---------------------------	-----------	------------------------------------	----------------	---------------------------	-----------	------------------------------------

Трехшарошечные долота

93,0	Т-А	3,8	40	190,5	С-ГН	32,0	300
98,4	С-А	4,1	50	190,5	С-ГВ	28,5	200
98,4	Т-А	4,4	50	190,5	СЗ-ГВ	28,5	200
98,4	ОК-А	4,8	50	190,5	Т-В	26,0	200
112,0	Т-В	4,6	60	190,5	ТЗ-В	25,0	200
120,6	С-А	6,5	60	190,5	ТК-В	24,0	200
120,6	Т-А	6,3	60	190,5	ТКЗ-В	27,0	200
132,0	С-В	6,2	70	215,9	М-ГВ	42,5	250
132,0	Т-В	7,8	70	215,9	МЗ-ГВ	42,5	250
132,0	К-В	8,6	70	215,9	МС-ГВ	42,5	250
139,7	С-В	11,0	100	215,9	С-ГВ	42,0	250
139,7	Т-В	10,5	100	215,9	СЗ-ГВ	48,0	250
146,0	Т-В	10,6	120	215,9	СЗ-ГН	43,0	250
146,0	ОК-В	13,5	120	215,9	СЗ-ГНУ	45,0	250
151,0	С-В	9,4	120	215,9	Т-В	36,7	250
151,0	Т-В	9,4	120	215,9	Т-ПВ	38,0	250
151,0	К-В	10,0	120	215,9	ТК-ПВ	30,0	250
165,1	С-В	15,6	150	215,9	ТКЗ-В	39,2	250
165,1	Т-В	15,6	150	215,9	ТКЗ-ГВ	45,4	250
190,5	М-ГВ	27,0	200	215,9	ТКЗ-ГНУ	45,0	250
190,5	МС-ГВ	28,5	200	215,9	К-ПВ	39,2	250
190,5	МСЗ-ГВ	27,5	200	215,9	К-ГНУ	45,0	250
190,5	С-В	26,0	200	215,9	ОК-ПВ	41,0	250
244,5	Т-В	58,0	320	320,0	С-ГВ	95,0	450
244,5	Т-ПВ	58,0	320	320,0	ОК-ПВ	90,0	450
244,5	ТК-ЦВ	58,0	320	349,2	М-В	115,0	450
244,5	ТК-ПВ	58,0	320	349,2	М-ГВ	115	450
244,5	К-В	58,0	320	349,2	С-В	116	450
244,5	ОК-ПВ	58,0	320	349,2	С-ГВ	115	450
269,9	С-ГН	68,5	480	349,2	Т-В	116	450
269,9	С-ГНУ	65,0	480	393,7	М-В	145	470
269,9	С-ГН	68,5	480	393,7	М-ГВ	150	470
269,9	СЗ-ГНУ	68,5	480	393,7	С-В	145	470
269,9	СТ-В	52,0	350	393,7	С-ГВ	150	470
269,9	СТ-ГН	69,5	480	393,7	Т-В	145	470
269,9	Т-В	61,0	350	444,5	С-В	248	500
269,9	ТК-В	62,5	350	490,0	С-В	320	500
269,9	ТК-В	66,0	350	Двухшарошечные долота			
269,9	К-В	63,2	350	76	К-А	2,4	35
269,9	ОК-ПВ	64,0	350	93	С-А	3,3	40
295,3	М-В	75,0	400	93	К-А	4,1	40
295,3	М-ГВ	73,0	400	112	М-ГВ	4,9	60
295,3	МС-ГВ	75,0	400	112	С-В	5,5	60
295,3	С-В	75,0	400	132	М-ГВ	5,9	70
295,3	С-ГВ	77,0	400	Одношарошечные долота			
295,3	СЗ-ГВ	75,0	400	139,7	СЗ-Н	16,4	100
295,3	СЗ-ГВЗ	75,0	400	165,1	СЗ-Н	18,0	150
295,3	Т-В	76,5	400	190,5	СЗ-Н	38,3	200
295,3	ТЗ-В	77,0	400	215,9	СЗ-Н	51,0	250
295,3	ТК-В	76,0	400				
295,3	К-В	78,0	400				

Таблица 88

Лопастное пикообразное долото	Диаметр, мм	Высота, мм	Допустимая нагрузка, кН	Масса, кг
1-ПЦ-97	97	220	10	6,0
1-ПЦ-112	112	220	20	7,0
1-ПЦ-118	118	250	20	7,5
1-ПЦ-132	132	250	25	8,0
1-ПЦ-135	135	280	25	8,5
1-ПЦ-140	140	280	30	11,0
1-ПЦ-145	145	280	35	12,0
1-ПЦ-151	151	320	35	12,5
1-ПЦ-161	161	320	40	13,0
1-ПЦ-190	190	360	50	22,0
1-ПЦ-214	214	360	60	24,0
1-ПЦ-243	243	390	70	25,0
1-ПЦ-269	269	390	80	26,0
1-ПЦ-295	295	500	100	49,0
1-ПЦ-320	320	500	110	52,0
1-ПЦ-346	346	550	120	54,0
1-ПЦ-370	370	550	130	56,0
1-ПЦ-394	394	550	150	58,0
1-ПЦ-445	445	620	170	73,0
1-ПР-118	118	250	20	7,5
1-ПР-132	132	250	25	8,0
1-ПР-135	135	280	25	8,5
1-ПР-140	140	280	30	11,0
1-ПР-145	145	280	35	12,0
1-ПР-151	151	320	35	12,5
1-ПР-161	161	320	40	13,0
1-ПР-190	190	360	50	22,0
1-ПР-214	214	360	60	24,0
1-ПР-243	243	390	70	25,0
1-ПР-269	269	390	80	26,0
1-ПР-295	295	500	100	49,0
1-ПР-320	320	500	110	52,0
1-ПР-346	346	550	120	54,0
1-ПР-370	370	550	130	56,0
1-ПР-394	394	550	150	58,0
1-ПР-445	445	620	170	73,0

Примечание. Долота типа ПЦ неармированы релитом, ПР — армированы.

Лопастное долото	Диаметр, мм	Высота, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Масса, кг
------------------	-------------	------------	--------------------------	-----------

Двухлопастные долота

1-2Л-76	76	140	15	2,0
1-2Л-93	93	160	20	2,5
1-2Л-97	97	160	20	3,0
1-2Л-112	112	180	30	5,0
1-2Л-118	118	180	35	5,5
1-2Л-132	132	180	40	5,5
1-2Л-140	140	200	45	6,0
3-3Л-145	145	220	75	10,0
3-3Л-151	151	220	80	10,5
3-3Л-161	161	220	85	11,0
3-3ЛГ-161	161	220	85	11,0
3-3ЛГ-190	190	260	130	20,0
3-3Л-214	214	260	150	23,0
3-3ЛГ-214	214	260	150	23,0
3-3Л-243	243	260	180	25,0
3-3ЛГ-243	243	260	180	25,0
3-3Л-269	269	260	200	26,0
3-3ЛГ-269	269	260	200	26,0
1-2Л-151	151	200	50	6,5
1-2Л-161	161	210	55	7,5

Трехлопастные долота

3-3Л-118	118	180	50	7,0
3-3Л-132	132	180	55	8,5
3-3Л-135	135	220	55	9,0
3-3Л-140	140	220	70	9,5
3-3Л-295	295	320	240	42,0
3-3ЛГ-295	295	320	240	42,0
3-3Л-320	320	320	240	45,0
3-3ЛГ-320	320	320	240	45,0
3-3Л-346	346	320	250	46,0
3-3ЛГ-346	346	320	250	46,0
3-3Л-370	370	320	270	48,0
3-3ЛГ-370	370	320	270	48,0
3-3Л-394	394	320	320	49,0
3-3ЛГ-394	394	320	320	49,0
3-3Л-445	445	320	360	54,0
3-3ЛГ-445	445	320	360	54,0

Таблица 90

Лопастное долото истирающе-режущего типа	Диаметр, мм	Высота, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Масса, кг
Долото типа 2-ИР				
2-ИР-76С	76	120	30	1,5
2-ИР-93С	93	140	45	3
2-ИР-112С	112	160	60	5
2-ИР-118С	118	160	60	6
2-ИР-132С	132	180	80	11
2-ИР-135С	135	180	90	12
2-ИР-140С	140	220	100	13
2-ИРГ-140С	140	220	100	13
2-ИР-151С	151	220	120	14
2-ИРГ-151С	151	220	120	14
2-ИР-161С	161	220	130	15
2-ИРГ-161С	161	220	130	15
2-ИР-190С	190	250	180	18
2-ИРГ-190С	190	250	180	18
2-ИР-214С	214	260	220	25
2-ИРГ-214С	214	260	220	25
2-ИР-243С	243	290	280	32
2-ИРГ-243С	243	290	280	32
2-ИР-269С	269	300	350	36
2-ИРГ-269С	269	300	350	36
Долото типа 3-ИР				
3-ИР-190МСЗ	190	260	130	18
3-ИРГ-190МСЗ	190	260	130	18
3-ИР-214МСЗ	214	260	150	20
3-ИРГ-214МСЗ	214	260	150	20
3-ИР-243МСЗ	243	260	180	21
3-ИРГ-243МСЗ	243	260	180	21
3-ИР-269МСЗ	269	260	200	23
3-ИРГ-269МСЗ	269	260	200	23

Фрезерное долото	Диаметр, мм	Высота, мм	Диаметр промывочного канала, мм	Допускаемая нагрузка, кН	Масса, кг
ДФТС-118	118	185	13	70	8
ДФТС-140	140	220	13	120	10
ДФТС-190	190	240	24	150	20
ФР-140	140	200	36	150	10
ФР-190	190	250	50	180	21

гие инструменты, можно применять с центрирующим приспособлением и без него.

Специальный эксплуатационный метчик МЭС предназначен для захвата НКТ за резьбу муфты и для извлечения аварийных труб. Конструкция этих метчиков аналогична конструкции МЭУ. Их выпускают с ловильной резьбой правого и левого направления.

Универсальный бурильный метчик МБУ предназначен для ловли бурильных труб. Конусность ловильной резьбы 1 : 16.

Специальный замковый метчик МСЗ предназначен для ловли аварийных труб за внутреннюю замковую резьбу.

Колокола К и КС (КСБ) предназначены для ловли НКТ с нарезанием резьбы на их наружной поверхности. Конусность ловильной резьбы 1 : 16. Сквозные колокола применяются для ловли НКТ за наружную поверхность верхней муфты, когда из нее выступают концы труб меньшего диаметра или других предметов.

Овершот ОЭ2 предназначен для извлечения из скважины неприхваченных НКТ. Овершот состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого помещается кольцо с тремя пружинами.

Конусные райберы РК1 предназначены для фрезерования внутренней поверхности верхнего поврежденного конца оставшихся в скважине НКТ. На конической поверхности райберов имеются зубья; для прохода промывочной жидкости предназначено сквозное отверстие. Фрезерование поврежденной трубы позволяет спускать внутреннюю труболовку на глубину не менее 0,5 м. Райберы выпускают с правым и левым направлением резьбы из стали марки 20Х, подвергают термообработке — цементации зубьев на глубину 1,5—2,0 мм с последующими закалкой и отпуском.

Режущие-истирающие кольцевые фрезеры ФК предназначены для фрезерования кольцевого пространства между прихваченными НКТ, бурильными трубами и скважиной, а также деформированными насосными штангами и эксплуатационной колонной в обсаженных скважинах. Кольцевой фрезер перед спуском соединяют с приемной трубой, внутрь которой входят офрезерованные аварийные предметы.

Режущие-истирающие фрезеры ФЗ предназначены для сплошного фрезерования аварийных труб, штанг и других металлических предметов.

Рекомендуемый режим эксплуатации ФЗ заключается в следующем: вначале осевая нагрузка должна быть не более 50 кН, затем она должна постепенно повышаться до 30—100 кН при частоте вращения ротора 60—90 об/мин и расходе промывочной жидкости не менее 12 л/с.

Забойный фрезер ФЗЭ более эффективен при фрезеровании легкосплавных труб. В зубья фрезера (радиальные пазы) вмонтированы твердосплавные пластины. Режущие кромки зубьев располагаются по оси. Периферийные режущие кромки зубьев фрезера утапливаются в корпусе и заправляются латунью, что предохраняет поверхность эксплуатационной колонны от износа.

Режим эксплуатации ФЗЭ следующий: начальная нагрузка равна 5 кН, затем она постепенно повышается до 25—30 кН при частоте вращения ротора 60—90 об/мин и расходе жидкости не менее 12 л/с. Зубья фрезера можно реставрировать один раз.

Колонные конусные фрезеры ФКК предназначены для выравнивания и расширения суженного участка эксплуатационной колонны, а также для очистки ее внутренней поверхности от цементной корки и продуктов коррозии. Цилиндрическая, коническая и нижняя торцевая части фрезера оснащены режущими зубьями, которые представляют собой пазы с вмонтированными в них твердосплавными пластинами. Фрезер имеет боковые промывочные отверстия, расположенные под углом к оси инструмента.

Скребки служат для очистки стенок эксплуатационных колонн от различных отложений.

Печать используют для оценки состояния эксплуатационной колонны, определения местонахождения и состояния оставшихся в скважине предметов. Корпус печати покрывается свинцовой оболочкой толщиной 8—10 мм.

Плоскую печать применяют для определения глубины, на которой в скважине находится аварийный предмет.

Конусная печать предназначена для получения отпечатков стенки эксплуатационной колонны, сложных нарушений, смятий и трещин.

Универсальная печать имеет алюминиевую оболочку. Корпус ее представляет собой цилиндр, на утолщенную часть которого надевают сменный резиновый стакан и алюминиевую оболочку.

Нагрузка на печать должна составлять 15—20 кН. Под действием этой нагрузки алюминиевая оболочка и резиновая подушка деформируются. После подъема печати алюминиевую оболочку с оттиском снимают и при необходимости оснащают печать новой алюминиевой оболочкой.

Принцип действия гидравлической печати заключается в следующем. В трубе с печатью нагнетается жидкость, проходя через отверстие во внутренней трубе, она попадает под резиновый элемент. Последний плотно прижимается к внутренней стенке эксплуатационной колонны. Давление жидкости доводится до 1,2 МПа и выдерживается в течение 5 мин, затем его уменьшают до атмосферного (на поверхности) и поднимают печать.

Магнитный ловитель служит для извлечения из скважины мелких металлических предметов. Разбирать магнитный ловитель не рекомендуется, так как намагничивание проводят только в заводских условиях.

Магнитный фрезер ФМ используют для фрезерования металлических предметов на забое скважины и поднятия их на поверхность (если ФМ имеет ловушку).

Удочки используют для извлечения из скважины каната диаметром не менее 19 мм и кабеля диаметром не менее 22 мм.

Технические характеристики ловильных инструментов приводятся в табл. 92—107.

Таблица 92

Неосвобождающаяся труболовка	Условный диаметр, мм		Грузоподъемность, т	Диаметр труболовки, мм	Длина труболовки, мм	Наружный диаметр воронки, мм	Длина труболовки с воронкой, мм	Масса, кг	
	эксплуатационной колонны	захватываемых труб						труболовки	труболовки с воронкой
Внутренние									
ТВ 48-80	102—168	48	20	80	730	80—138	885—955	10	24—33
ТВ 60-92	114—194	60	25	92	625	114—160	1538—1643	12	53—63
ТВ 73-92	114—194	73	50	92	830	114—160	1538—1643	18	59,5—69,5
ТВ 89-110	140—245	89	70	110	955	134—200	1605—1732	30	77—105
ТВ 102-130	168—273	102	90	130	1020	160—236	1773—1905	51	124—160
ТВ 114-130	168—273	114	110	130	1070	160—236	1773—1905	55	129—171,5
Наружные									
ТНЗ-114	114	48; 60	40	—	—	95	418	—	14,0
ТНЗ-146	146	60; 73	40	—	—	116	590	—	25,0
ТНЗ-168	168 и более	60; 73; 89	75	—	—	138	765	—	32,0

Таблица 93

Универсальный метчик	Диаметр скважины по долоту, мм	Условный диаметр колонны, мм	Диаметр захватываемых труб, мм	Грузоподъемность, т	Замковая резьба	Диаметр наружной части метчика, мм		Наружный диаметр присоединительной муфты, мм	Общая длина метчика, мм	Масса, кг
						наименьший	наибольший			
МБУ 20-45	97—151	114—168	24—40	16—30	3-62	20	45,6	80	715	9,0
МБУ 22-54	108—161	127—178	28—48	22—42	3-76	22	54,2	95	830	13,0
МБУ 32-73	118—214	140—219	38—65	30—64	3-88	32	73	108	980	20,0
МБУ 58-94	140—269	168—273	64—85	56—82	3-102	58	94	120	905	28,0
МЭУ 36-60	—	114—168	48	30	3-50	36	60	65	420	8,5
МЭУ 46-80	—	114—194	60; 73	45	3-76	46	80	90	500	12,0
МЭУ 69-100	—	140—273	89	60	3-88	69	100	108	485	17,5
МЭУ 85-127	—	168—273	102; 114	75	3-117	85	127	134	580	28,0

Освобождающаяся труболовка гидравлического и механического действия	Условный диаметр, мм		Грузоподъемность, т	Диаметр труболовки, мм	Длина труболовки, мм	Диаметр воронки, мм	Длина труболовки с воронкой, мм	Масса, кг	
	эксплуатационной колонны	ловильных труб						труболовки	труболовки с воронкой
ТВГ 60-1-92	114	60	30/20	92	1130	—	—	36	—
ТВМ 60-2-108 (без блокирующего механизма)	114 и более	60	25/20	92	1200	108—242	1540—1600	34	65—75
ТВМ 73-1-92	114	73	40/50—60	92	1510	—	—	47	—
ТВГ 73-1-92	114	73	40/50—60	92	1400	—	—	48	—
ТВМ 73-2-108 (без блокирующего механизма)	114 и более	73	40/50—60	92	1120	108—242	1690—2075	38	69—93
ТВГ 73-2-115	146—273	73	40/50—60	108	1400	115—240	1450—2000	65	77—110
ТВМ 89-2-134 (без блокирующего механизма)	146 и более	89	60/70	110	1470	134—242	2190—2250	53	115—125
ТВГ 89-2-115	146—273	89	60/70	108	1550	136—242	1650—2000	78	118—150
ТВМ 114-1-132 (с блокирующим механизмом)	168	114	100/100	132	2322	—	—	166	—
ТВМ 114-1-132	168 и более	114	100/100	132	1762	168—236	2062—2152	120	226—241
ТВГ 114-1-132	168—273	114	100/100	132	1800	168—242	2020—2070	120	172—190

* В знаменателе дроби указана растягивающая нагрузка (кН) при отвинчивании труб.

Таблица 95

Специальный метчик	Замок бурильных труб или условный диаметр захватываемых труб	Диаметр скважины по долоту, мм	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Грузоподъемность, т	Замковая резьба	Наибольший диаметр нарезанной части метчика, мм	Длина нарезанной части метчика, мм	Наружный диаметр присоединительной муфты, мм	Общая длина метчика, мм	Масса, кг
МСЗ-62	ЗН-80	97—151	114—168	100	3-62	62,7	87	80	280	4
МСЗ-76	ЗН-95	108—161	127—178	160	3-76	76,2	113	95	300	9
	ЗН-90									
МСЗ-88	ЗН-108	118—161	140—178	200	3-88	88,9	127	108	320	14
	ЗН-113									
	Раструб									
МСЗ-92	ТБПВ-73									
	ЗШ-108	132—161	146—178	200	3-92	92,1	126	108	320	15
	ЗУ-108									
МСЗ-101	ЗЛ-120									
	ЗШ-118	140—214	168—219	200	3-101	101,4	135	118	320	16
	ЗЛ-120									
МСЗ-102	ЗУ-120	140—214	168—219	200	3-102	102,0	133	120	320	15
	Раструб									
	ТБПВ-89									
МЭС-В33	В33	—	114—168	21	3-50	37,3	43	65	240	7,0
МЭС-В42	В42	—	114—168	28	3-50	46,0	47	65	240	7,0
МЭС-48	48	—	114—168	33	3-50	48,3	47	65	240	7,5
МЭС-В48	В48	—	114—168	36	3-50	53,2	49	65	240	7,5
МЭС-60	60	—	114—194	56	3-76	60,3	60	90	270	8,0
МЭС-В60	В60	—	114—194	56	3-76	65,9	69	90	270	8,5
МЭС-73	73	—	114—194	76	3-76	73,0	73	90	280	10,0
МЭС-В73	В73	—	114—194	76	3-76	78,6	75	90	280	10,5
МЭС-89	89	—	140—273	109	3-88	88,9	80	108	290	13,5
МЭС-В89	В89	—	140—273	109	3-88	95,2	81	108	290	14,0
МЭС-102	102	—	168—273	126	3-117	101,6	85	134	300	18,0
МЭС-В102	В102	—	168—273	126	3-117	108,0	87	134	300	19,0
МЭС-114	114	—	168—273	153	3-117	114,3	90	134	310	20,0
МЭС-В114	В114	—	168—273	153	3-117	120,6	92	134	310	21,5

Несквозной и сквозной колокола	Размеры захватываемых труб, муфт, замков, УБТ, мм	Диаметр скважины по долоту, мм	Условный диаметр эксплуата- ционной колонны, мм	Грузоподъ- емность, т	Замковая разьба	Диаметр нарезанной части метчика, мм		Наруж- ный диам- метр, мм	Длина, мм	Масса, кг
						наиболь- ший	наимень- ший			
K42-25	33—38	—	114—168	25	3-50	42	25	65	385	6,5
K50-34	42—46	—	114—168	35	3-50	50	34	65	340	5,0
K58-40	48—54	—	114—168	45	3-62	58	40	90	490	15,0
K70-52	60—67	97—151	114—168	65	3-62	70	52	90	510	14,0
K85-64	73—82	108—161	127—168	75	3-76	85	64	102	550	18,0
K100-78	89—97	132—214	146—219	85	3-88	100	78	122	595	27,0
K100-91	102—108	140—214	168—219	100	3-101	110	91	132	555	27,0
K125-103	114—121	161—269	194—273	110	3-121	125	103	148	560	31,0
K135-113	127—132	190—269	219—273	125	3-133	135	113	170	635	33,0
K150-128	140—147	214—490	245—426	135	3-147	150	128	194	655	49,0
K174-143	154—171	243—508	273—508	150	3-171	174	143	220	800	83,0
KС-54	33	97—151	114—168	25	3-60	54	39	73	330	8,0
KС-69	42; 48; 50	97—151	114—168	45	3-73	69	52	90	380	13,0
KСБ-85	НКТ-60; ЗН-80	108—161	127—178	65	3-89	85	68	108	390	17,0
KСБ-100	НКТ-63,5; 73; ЗН-95; ЗЛ-90; УБТ-89; 95	132—214	146—219	75	3-102	100	79	122	450	20,0
KСБ-115	НКТ-89; УБТ-108; ЗН-108; ЗШ-108; ЗЛ-110	151—214	168—219	85	3-114	115	94	140	430	24,0
KСБ-125	УБТ-120; ЗШ-118; ЗУ-120; ЗЛ-120	161—269	194—273	100	3-127	125	106	148	440	25,0
KСБ-150	114; УБТ-133; 146; ЗН-140; ЗЛ-136; ЗШ-133; ЗУ-146	190—269	219—273	110	3-146	150	123	178	580	50

Таблица 97

Овершот	Условный диаметр, мм		Грузо-подъемность, т	Наружный диаметр, мм		Длина, мм	Присоединительная резьба к приемным трубам
	эксплуатационной колонны	захватываемых труб		воронки	корпуса		
ОЭ2-48×114	114 146 168—273	48	10	95 116 135—242	95	1000	Резьба левая 73-мм бурильных труб
ОЭ2-60×146	146 168 194—273	60	15	116 135 160—242	116	1050	Резьба левая 89-мм бурильных труб
ОЭ2-73×168	168 194 219—273	73	20	135 160 188—242	135	1200	Резьба левая 114-мм бурильных труб

Таблица 98

Конусный райбер	Диаметр обрабатываемых НКТ, мм	Замковая резьба	Наибольший наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
РК1-60	73	3-76	60	940	14
РК1-75	89	3-76	75	1020	24
РК1-98	114	3-88	98	1050	35

Таблица 99

Режуще-истирающий кольцевой фрезер	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Присоединительная резьба	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг	Режим эксплуатации	
			наружный	внутренний			нагрузка, кН	частота вращения, об/мин
ФК 90×61	114	3-73	90	61	300	8	10—20	70—90
ФК 104×75	127	3-89	104	75	300	10	10—20	70—90
ФК 118×89	140 и 146	3-102	118	89	320	12	20	70—90
ФК 136×102	168	3-114	136	102	320	18	20	60—80
ФК 140×110	168 и 178	3-127	140	110	350	16	25	60—80
ФК 190×152	216	3-168	190	152	370	30	30	60—80
ФК 95×74	114	Соединение на сварке	95	74	160	4	12	70—90
ФК 112×82	140	То же	112	82	180	7	20	70—90
ФК 124×96	146	„	124	96	180	7	20	70—90

Таблица 100

Режущее- стирающий фрезер	Условный диаметр эксплуата- ционной колонны, мм	Замковая резьба	Наружный диаметр, мм		Длина, мм	Промывочные отверстия		Масса, кг
			наиболь- ший	наимень- ший		диа- метр, мм	число	
ФЗ-90	114	3-62	90	80	210	14	3	8,2
ФЗ-95	114	3-62	95	80	210	14	3	9,0
ФЗ-104	127	3-76	104	95	215	14	3	11,0
ФЗ-115	140	3-76	115	95	220	14	4	12,0
ФЗ-118	146	3-76	118	95	220	14	4	13,5
ФЗ-135	168	3-88	135	108	230	16	4	16,5
ФЗ-140	168; 178	3-88	140	108	230	16	4	17,5
ФЗ-150	168; 178	3-88	150	108	230	16	4	19,0

Таблица 101

Забойный фрезер	Условный диаметр эксплуата- ционной колонны, мм	Замковая резьба	Наружный диаметр, мм		Длина, мм	Промывочные отверстия		Масса, кг
			наиболь- ший	наимень- ший		диа- метр, мм	число	
ФЗЭ-90	114	3-62	90	80	240	8,0	8	8,5
ФЗЭ-102	127	3-62	102	80	240	11,0	4	9,5
ФЗЭ-110	140	3-76	110	95	250	12,0	4	11,5
ФЗЭ-115	140	3-76	115	95	250	13,0	4	12,5
ФЗЭ-120	146	3-76	120	95	250	13,0	4	13,5
ФЗЭ-125	146	3-76	125	95	250	14,0	4	14,5
ФЗЭ-135	168	3-88	135	113	260	12,5	8	18,0
ФЗЭ-140	168	3-88	140	113	260	13,0	8	19,0
ФЗЭ-145	168	3-88	145	113	260	13,5	8	20,3
ФЗЭ-150	168; 178	3-101	150	118	290	14,0	8	26,0
ФЗЭ-160	194	3-101	160	118	290	14,0	8	27,5

Таблица 102

Колонный конусный фрезер	Условный диаметр эксплуата- ционной колонны, мм	Замко- вая резьба	Наиболь- ший на- ружный диаметр, мм	Длина рабочей части, мм		Общая длина, мм	Диаметр промывоч- ного от- верстия, мм	Масса, кг
				конусной	цилин- дри- ческой			
ФКК-93	114	3-62	93,3	122	103	350	12	12
ФКК-97	114	3-62	97,3	122	103	352	12	15
ФКК-106	127	3-76	106,0	147	103	373	13	17
ФКК-115	140	3-76	114,7	172	128	428	13	21
ФКК-121	146	3-76	120,7	172	128	431	14	24
ФКК-127	146	3-88	127,0	172	128	428	14	27
ФКК-137	168	3-88	137,3	172	128	430	15	37
ФКК-143	168	3-88	143,3	173	154	460	15	40
ФКК-149	168	3-101	149,3	173	154	475	16	45
ФКК-167	191	3-121	166,7	198	154	510	18	57
ФКК-192	216	3-121	192,1	222	179	573	18	75

Таблица 103

Колонный скребок	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наибольший наружный диаметр, мм	Диаметр проходного отверстия, мм	Длина, мм	Масса, кг	Режим эксплуатации
СК-146	146	136	40	1277	110	Нагрузка 60 кН, расход жидкости 10 л/с и более То же
СК-168	168	158	40	1310	120	
СК-178	178	168	60	1192	136	
СК-219	219	207	62	1291	151	
СК-273	273	263	100	2056	254	

Таблица 104

Универсальная печать	Условный диаметр обследуемой колонны, мм	Наибольший наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ПУ2-102	102	75 84	485	7,7
ПУ2-114	114	88 94 100	550	16,0
ПУ2-146	146	106 112 118	580	21,7
ПУ2-168	168	125 131 137 141	637	27,6
ПУ2-194	194	150 156 162	720	43,3
ПУ2-219	219	175 181 187 192	880	54,5
ПУ2-273	273	225 231 237 243	925	75,8

ПАКЕРЫ

Пакеры предназначены для разобщения отдельных участков ствола скважины с целью:

подачи изоляционного реагента, кислоты в заранее выбранный интервал;
проведения гидравлического разрыва пласта для предотвращения повреждения эксплуатационной колонны;

Таблица 10

Магнитный ловитель	Диаметр скважины или эксплуатаци- онной колонны, мм	Замковая резьба	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Грузоподъ- емность, т	Масса, кг
СМЛ-86	98	3-62	86	245	40	8
СМЛ-93	109	3-62	93	265	85	10
СМЛ-115	122	3-62	115	330	95	18
ЛМ-145	145	3-101	135	550	50	Не обу- ловлен
ЛМ-190	190	3-121	180	645	60	То же
ЛМ-243	243	3-147	225	760	80	"
ЛМ-295	295	3-171	275	785	100	"
ЛМ-346	346	3-171	325	985	180	"
ЛМ-394	394	3-171	375	1010	180	"

Таблица 10

Магнитный фрезер	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Ловушка	Грузоподъем- ность, т	Масса, кг	Режим эксплуатации
ФМ-135К	135	445	Нет	1,2	33	Нагрузка 20 кН
ФМ-135	135	705	Есть	1,2	49	Расход жидкости 10—12 л/с

изоляции негерметичности (дефекта) эксплуатационной колонны;

одновременно-раздельного закачивания жидкости и одновременно-раздельно добычи нефти или газа;

поиска интервала (глубины) негерметичности эксплуатационной колонны путем ее поинтервальной опрессовки.

По способу установки в скважине пакеры подразделяют на пакеры с опорой на забой и без опоры. К низу пакеров с опорой на забой присоединяют трубы («хвостовики»), от длины которых зависит глубина установки пакера. Конструкция этих пакеров наиболее проста и надежна, однако наличие «хвостовика» увеличивает возможность их прихвата.

Пакеры без опоры на забой можно устанавливать на любой глубине скважины.

По способу создания сил, деформирующих уплотнительный элемент, пакеры подразделяют на механические (уплотнение происходит под действием веса колонны труб) и гидравлические (уплотнение происходит за счет перепада давления сверху и снизу пакера). Механические пакеры более простые по конструкции, однако веса трубы не всегда достаточно для уплотнения (например при небольшой глубине их установки). Гидравлические пакеры способны воспринимать большие перепады давления (до 50 МПа), но сложны по конструкции.

Выпускают пакеры различной конструкции.

Таблица 107

Ловильная удочка	Тип	Условный диаметр эксплуатаци- онной колонны, мм	Грузоподъ- емность, т	Длина макс- имального вылета крючка, мм	Замковая резьба	Длина удочки, мм	Диаметр стержня удочки, мм	Число рогов	Масса, кг	Примечание
УК1-146	Не шар- нирный	146	20	42,5	З-76Л	1400	113	1	27	Без промывки
УК1-168	То же	168	30	50,0	З-88Л	1600	138	1	33	То же
УО1-146	„	146	20	42,5	З-76Л	1800	113	4	26	„
УО1-168	„	168	30	45,0	З-88Л	2000	138	4	35	„
УОП1-146	„	146	20	42,5	З-76Л	1300	113	2	24	С промывкой
УОП1-168	„	168	30	50,0	З-76Л	1200	138	2	29	То же
УООП1-146	„	146	20	42,5	З-76Л	1300	113	2	24	„
УООП1-168	„	168	30	50,0	З-88Л	1200	138	2	29	„
УШ1-114	Шарнир- ный	114	20	47,0	З-76Л	1290	95	4	23	Без промывки
УШ1-146	То же	146	20	56,5	З-76	1360	113	4	35	То же
УШ1-168	„	168	30	68,0	З-76	1600	138	4	36	„
УШ1-219	„	219	40	90,0	З-76	1775	190	4	66	„

Для проведения ремонтных работ и при обработках призабойной зоны применяют пакеры ПВ-М (уплотнительные элементы резиновые) и ПВ-М-Г (уплотнительные элементы резиновые и асбестовые и алюминиевые защитные шайбы).

При спуске пакера в скважину шлипсы фиксируются в нижнем положении, для их освобождения необходимо вращение колонны НКТ по часовой стрелке на $1/4$ оборота. При дальнейшем спуске труб шлипсы упираются в обсадную колонну и происходит уплотнение резинового элемента пакера. Для освобождения пакера создают растягивающую нагрузку.

В результате перепада давления на пакер действуют усилия, стремящиеся вытолкнуть его вверх вместе с колонной труб. С целью предотвращения выталкивания пакера и разгрузки колонны труб применяют якоря.

С пакерами ПВ-М и ПВ-М-Г используют якоря ЯГ и ЯГМ. Якоря ЯГ имеют ступенчатые плашки, уплотненные резиновыми манжетами и снабженные пластинчатыми возвратными пружинами. Плашки выдвигаются под действием перепада давления.

В якорях ЯГМ шлипсы установлены в направляющих пазах конуса и шлипсодержателя. Конус под действием перепада давления выдвигает шлипсы до контакта с обсадной колонной. При натяжении колонны НКТ конус возвращает шлипсы в исходное положение, что облегчает снятие якоря с места установки.

В табл. 108 приводится техническая характеристика пакеров ПВ-М, ПВ-М-Г и якорей ЯГ и ЯГМ.

Для гидроразрыва пласта (ГРП) выпускают пакеры шлипсовые, гидравлические и гидравлические самоуплотняющиеся.

Шлипсовый пакер ПНМШ состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца. Уплотнение резиновых манжет осуществляется под действием веса НКТ при опоре конуса на шлипсы пакера. Для установки пакера его приподнимают на 0,3—0,5 м с последующим поворотом труб вправо на 1—1,5 оборота. Пакер поднимают на поверхность через 2 ч после снижения давления под ним.

Пакер гидравлический ПНГК состоит из головки, опорного кольца, ограничителя, верхней ограничительной манжеты, гидравлической манжеты, фонаря и клапана. Уплотнение гидравлической манжеты осуществляется за счет давления жидкости при ГРП.

Пакер гидравлический самоуплотняющийся ПНГС состоит из головки, штока, фонаря, двух резиновых уплотнительных манжет, ограничителя и опорного кольца. Уплотнение резиновых манжет ПНГС аналогично уплотнению ПНГК.

Якоря плашкового типа выпускают трех типов для эксплуатационных колонн диаметром 146, 168 и 219 мм. Якорь состоит из корпуса, головки, плашек, шпонки, патрубка, трубки, хвостовика, винта, гайки, предохранительной заглушки.

Головка заканчивается муфтой для присоединения к колонне НКТ. Хвостовик, находящийся в нижней части корпуса якоря, имеет резьбу (левого направления) бурильных труб для соединения с пакером. Внутри якоря находится патрубок, предохраняющий резиновую трубку от разбухания. В корпусе якоря также расположены восемь плашек; их выпадение предотвращают шпонки, которые крепят к корпусу винтами.

Под действием перепада давления внутри и вне якоря резиновая трубка выдвигает плашки до упора во внутренние стенки эксплуатационной колонны.

Таблица 108

Пакер, якорь	Максимальная температура рабочей среды, °С	Максимальный перепад давления, МПа	Диаметр, мм		Длина, мм	Масса, кг
			наружный	проходного отверстия		
ПВ-М-118-500 ПВ-М-122-500	100	50	118 122	45 45	790	24
ПВ-М-136-500 ПВ-М-140-500			136 140	56 56		
ПВ-М-К118-500 ПВ-М-К122-500	150	50	118 122	45 45	790	24
ПВ-М-К136-500 ПВ-М-К140-500			136 140	56 56		
ПВ-М-Г-122-140 ПВ-М-Г-140-140	325	14	122 140	45 56	930 1030	27 35
ЯГ-118-500 ЯГ-138-500			118 138	52 70	600	32 40
ЯГМ-118-350 ЯГМ-136-350 ЯГМ-К-118-350 ЯГМ-К136-350	150	35	118 136 118 136	45 56 45 56		26 39 26 39

Врезаясь острыми концами зубьев плашек в колонну, якорь воспринимает усилие от пакера.

После снижения давления резиновая трубка принимает первоначальное положение и плашки свободно входят внутрь корпуса якоря.

Техническая характеристика пакеров ПНМШ, ПНГК и ПНГС и якорей ЯПГ приводится в табл. 109 и 110.

Промежуточный гидромеханический пакер ППГМ1 предназначен для разобщения двух участков эксплуатационной колонны при обычной или раздельной эксплуатации скважин. Он состоит из уплотнительного, заякоривающего, клапанного устройств и гидропривода.

После спуска пакера на колонне НКТ в скважину для сжатия уплотнительных манжет проходное отверстие пакера перекрывается сбрасываемым шариком. В колонне НКТ создается давление, винты срезаются, поршень передвигает

Показатели	Пакер						
	ПНМШ-146-500	ПНМШ-168-500	ПНМШ-219-300	ПНГК-146-500	ПНГК-168-500	ПНГС-146-500	ПНГС-168-500
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	219	146	168	146	168
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	50	50	30	50	50	50	50
Способ управления работой пакера	Механический шлицовый			Гидравлический с клапаном		Гидравлический	Самоуплотняющийся
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм	124—132	148,3—154,3	197,1—203,1	124—132	144,3—154	124—132	144,3—154,3
Диаметр н жера, мм:							
по манжетам	118	138	192	118	138	118	138
по пружинам	142	166	250	—	—	142	166
Присоединительная резьба для труб диаметром, мм	73	89	114	73	89	73	89
Длина, мм	1370	1390	1650	980	1060	850	900
Масса, кг	39	62	104	38	52	46	58

Таблица 110

Показатели	Якорь		
	ЯПГ-146-500	ЯПГ-163-500	ЯПГ-219-300
Условный диаметр эксплуатационных колонн, мм	146	168	219
Допустимый перепад давления, МПа, не более	50	50	30
Воспринимаемое усилие при допустимом перепаде давления, кН	900	1200	1200
Число плашек	12	16	8
Наибольший диаметр при опущенных плашках, мм	118	136	185
Длина, мм	810	904	1014
Масса, кг	33	43	90

плашки по конусу и пакер с помощью якоря укрепляется в эксплуатационной колонне. При последующем спуске колонны НКТ под действием их веса резиновые манжеты уплотняются. Дальнейшее увеличение давления приводит к срезу винтов клапанного устройства, и седло с шариком выпадает и освобождает проходное отверстие пакера. Большое проходное отверстие пакера ППГМ1 позволяет применять его при эксплуатации скважин газлифтным, фонтанным и компрессорным способами. Отсутствие необходимости вращения колонны НКТ позволяет применять пакер в глубоких и наклонных скважинах.

В табл. 111 приводится техническая характеристика этого пакера.

Пакер КПИ5-500 предназначается для многократных операций по обработке продуктивных пластов без подъема оборудования, а также для одновременно-раздельного закачивания воды в пласт. Пакер имеет две пары уплотнительных

Таблица 111

Показатели	Пакер			
	ППГМ1-114-160	ППГМ1-122-160	ППГМ1-133-160	ППГМ1-142-160
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	146	168	168
Максимальный перепад давления, МПа	16	16	16	16
Максимальная температура рабочей среды, °С	150	150	150	150
Присоединительная резьба для труб диаметром, мм	73	73	89	89
Наружный диаметр, мм	114	122	133	142
Диаметр канала, мм	62	62	76	76
Длина канала, мм	1655	1655	1880	1880
Масса, кг	43	47	63	70

манжет. После спуска пакера в скважину на колонне НКТ в ней создается избыточное давление и шлипсы якоря входят в зацепление со стенками эксплуатационной колонны. Под действием веса колонны НКТ уплотнительные манжеты герметизируют интервал обработки, удерживаясь фиксатором в рабочем положении в течение всего процесса обработки пласта.

Ниже приводится техническая характеристика пакера КПИ5-500.

Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Максимальный перепад давления, МПа	50
Максимальная температура рабочей среды, °С	130
Диаметр, мм	118
Длина, мм	Интервал обработки
Масса, кг	37,5

3. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

Цель исследования скважин заключается в определении ее продуктивности, получении данных о строении и свойствах продуктивных пластов, оценке технического состояния скважин.

Существуют следующие методы исследования скважин и пластов: гидродинамические, термодинамические и геофизические.

Гидродинамические методы подразделяются на:

исследование скважин при установившихся отборах (или исследование на приток);

исследование скважин при неуставившихся режимах (или снятие кривых изменения давления на забое после закрытия скважины, смены режимов ее работы);

исследование скважин на взаимодействие (или гидропрослушивание);

исследование профилей притока и поглощения.

Сущность метода исследования на приток заключается в многократном изменении режима работы нефтяной добывающей скважины и, после установления каждого режима, регистрации дебита и забойного давления. В водонагнетательной скважине изменяется количество закачиваемой воды и регистрируются установившиеся давление нагнетания и расход воды. По полученным данным строится график; по горизонтальной оси откладывают значения дебитов, а по вертикальной оси — значения перепадов (депрессии) динамического пластового и забойного давлений или только забойных давлений. Такие графики называются индикаторными, а кривые — индикаторными кривыми. Динамическое пластовое давление определяется путем измерения забойного давления в остановленной скважине, когда оно перестает изменяться во времени. Забойные давления измеряются на каждом режиме.

В скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами, забойное давление замеряют с помощью малогабаритного манометра, спускаемого в затрубное пространство через отверстие эксцентричной планшайбы. Последняя создает одно сторонний увеличенный зазор между НКТ и эксплуатационной колонной.

Скважины, эксплуатируемые с помощью штанговых насосов и центробежных электронасосов, можно также исследовать посредством цифровых глубинных или дистанционных манометров.

Индикаторные линии бывают прямыми, выпуклыми и вогнутыми относительно оси дебитов. Эти формы кривых определяются режимами работы пласта и фильтрации жидкости (газа) в нем, природой жидкостей (газа), величиной

гидравлических сопротивлений, возникающих при поступлении жидкости из пласта в скважину и т. д.

При линейном законе фильтрации и напорных режимах индикаторная линия прямая. Вогнутые кривые характерны для неустановившихся процессов в пласте. Например, при исследовании водонагнетательных скважин вогнутые кривые показывают открытие трещин при повышении давления нагнетания. Выпуклые кривые характерны для режимов растворенного газа, гравитационного, т. е. для безнапорных режимов.

Коэффициент продуктивности скважин определяют с помощью уравнения

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n,$$

где Q — дебит скважины; K — коэффициент продуктивности; $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{заб}}$ — соответственно пластовое и забойное давления; n — коэффициент, равный 1, когда индикаторная кривая — прямая; $n < 1$ — когда линия выпуклая; $n > 1$ — когда линия вогнутая.

Исследование скважины при неустановившемся режиме заключается в прослеживании скорости подъема уровня жидкости в насосной скважине после ее остановки и скорости восстановления забойного давления после остановки фонтанной скважины. Таким образом можно исследовать нагнетательную скважину, регистрируя скорость падения давления на устье после ее остановки.

По полученным данным строится график: на горизонтальной оси откладывается время, на вертикальной — пластовое давление. Построенная таким путем кривая называется кривой восстановления давления (КВД).

Исследование скважин на взаимодействие (или метод гидропрослушивания) заключается в наблюдении за изменениями уровня или давления, происходящими в одних скважинах (реагирующих) при изменении отбора жидкости в других соседних скважинах (возмущающих). Изменение уровня в реагирующих скважинах зависит от отбора жидкости из соседних возмущающих скважин и физических свойств пород пласта и насыщающих их жидкостей. Если между реагирующими и возмущающими скважинами имеется непроницаемая замкнутая граница, то в реагирующих скважинах не обнаружится влияния изменения давления в возмущающей скважине; если непроницаемая граница не замкнута, то реакция обнаружится с опозданием и слабо. Такое явление объясняется возможностью распространения изменений давления лишь по проницаемым зонам.

Для измерения давления на забое скважины разработаны различные типы скважинных манометров и дифференциальных скважинных манометров. С помощью скважинных манометров измеряют абсолютное значение забойного давления в скважине, а с помощью дифманометров — приращение отклонения от начального давления.

По принципу действия скважинные манометры подразделяют на:

пружинные, в которых чувствительный элемент — многовитковая, геликсная, трубчатая пружина;

пружинно-поршневые, в которых измеряемое давление передается на поршень, соединенный с винтовой цилиндрической пружиной;

пневматические, в которых измеряемое давление уравновешивается давлением сжатого газа, заполняющего измерительную камеру.

Скважинные манометры бывают с местной регистрацией и дистанционной передачей. В табл. 112 приводится техническая характеристика скважинных манометров и скважинных дифманометров.

Сущность метода исследований профилей притока и поглощения заключается в измерении расходов жидкостей и газов по толщине пласта. Скважинные приборы, предназначенные для измерения притока жидкости и газа (дебита), называются дебитомерами, а для измерения поглощения (расхода) — расходомерами. По принципу действия скважинные дистанционные дебитомеры (ДГД) и расходомеры (РГД) бывают турбинные (вертушечные), пружинно-поплавковые и с заторможенной турбинкой на струнной подвеске. В этих приборах скорость вращения турбинки преобразуется в электрический сигнал с помощью вращающихся турбинок с магнитоуправляемым контактным преобразователем. Для направления всей жидкости через прибор внутреннее сечение колонны или ствола скважины можно перекрывать пакерами различных типов: управляемыми гидравлическими (резиновыми), под оболочку которых с помощью насоса закачивается жидкость из скважины; механическими фонарного типа с электромеханическим приводом, состоящими из центратора, изготовленного из упругих пластин, и чехла, надетого на эти пластины; механическими зонтичными, состоящими из равномерно расположенных по окружности металлических лепестков; кольцевыми (обычно неуправляемыми), изготовленными из резины или другого эластичного материала. Наибольшее распространение имеют механические пакеры фонарного типа с электромеханическим приводом.

Для исследования водонагнетательных скважин без НКТ используют расходомеры с высокими верхними пределами измерений (1000—5000 м³/сут) и большим диаметром корпуса (80—135 мм), беспакерные и с неуправляемым пакером. Малогабаритные расходомеры для исследования водонагнетательных скважин имеют диаметр корпуса не более 42 мм и снабжены центраторами.

Спускают (поднимают) прибор в фонтанную скважину при закрытой выкидной задвижке со скоростью не более 2500 м/ч и без резких торможений. Задвижка открывается после прохождения прибором воронки НКТ, замеры желательно начинать не раньше чем через 10—15 мин. Для более точной привязки результатов измерения к глубинам прибор спускают в скважину совместно с приставкой для измерения интенсивности гамма-излучения (ГК), или с локатором муфт. Скорость перемещения прибора при снятии профилей притока или поглощения не должна превышать 200 м/ч. Наиболее достоверные результаты можно получить при точечных измерениях, так как в этом случае наблюдается постоянство коэффициента пакеровки (степень перекрытия, которая равна единице при полной пакеровке, а при отсутствии пакера будет равняться отношению площадей проходного сечения прибора и колонны). По полученным данным исследования можно строить интегральную и дифференциальную кривые притока или поглощения.

Кроме своего основного назначения, скважинные дебитомеры и расходомеры используются и для установления затрубной циркуляции жидкости, негерметичности и мест нарушения эксплуатационной колонны, перетока жидкости между пластами.

Наличие затрубной циркуляции определяется сопоставлением геолого-эксплуатационной характеристики перфорированного пласта и профиля притока (при определении путей поступления воды по негерметичному цементному коль-

Таблица 112

Показатели	Геликсовые		Пружинно-поршневые				Дифференциальные	
	МГТ-63/250	МГН-2	МГП-3М	МПМ-4	МГН-1	ДЛМП-2М	ДГМ-4М	ДГМ-5
Пределы измерения давления, МПа	6,3 16 25	10, 16, 25, 40, 60, 80 100	2,5—25 4—40	0,1—5 0,5—12 1—18 1—25	0,2—4 0,3—6 0,4—8 8—18 1—20 1,2—25 1,5—30	1,5—25	29,4	39,2
Относительная погрешность, %	±0,5	±0,25—0,4	±1,5	±0,5	±0,1—0,25	±0,35	—	—
Порог чувствительности, МПа	0,012—0,05	0,01—0,2	0,12—0,2	0,0006—0,04	0,004—0,03	0,01—0,02	0,0005	0,0002
Длина записи давления, мм	50	50	—	—	—	—	—	—
Длина записи времени, мм	60	120	—	—	—	—	—	—
Длина хода поршня, мм	—	—	100	100	100	—	—	—
Максимальная рабочая температура, °С	100	160	130	60	100	70	80	160
Габаритные размеры, мм: длина	1385	1500—1800	1658	1460	1800	1600	1000— 1400	1200
диаметр	36	32—36	32	25	32	88	36	36
Масса, кг	8	10	7	2,9	15	35	6,3	7

цу в нефтяных добывающих скважинах) или профиля поглощения (при перетоке закачиваемой воды в непродуктивные горизонты).

Герметичность эксплуатационной колонны в водонагнетательной скважине определяется при измерении скорости потока закачиваемой воды у устья и несколько выше интервала перфорации. Оба измерения проводятся при одном режиме закачивания воды. Равенство скоростей потока в указанных точках свидетельствует о герметичности эксплуатационной колонны и поглощении всей закачиваемой воды продуктивным пластом. Если же скорость потока у устья будет выше, чем у кровли верхнего интервала перфорации, то это свидетельствует о поглощении части закачиваемой воды через нарушение колонны. По разнице в скорости потока определяется количество поглощаемой воды.

Для установления места нарушения колонны определяется скорость потока на различных глубинах по стволу скважины, например при подъеме расходамера через каждые 100 м. После обнаружения разницы в скорости потока в пределах первоначального интервала измерения (100 м) исследования продолжают с постепенным сокращением шага измерений до определения границ нарушения колонны.

Переток жидкости между пластами можно обнаружить по «незакономерному» изменению скорости потока. Например, при исследовании профиля притока в нефтяной добывающей скважине сверху вниз скорость потока в направлении к забою скважины должна уменьшаться. Если она возрастает, то можно предполагать переток жидкости из верхнего пласта в нижний (или наоборот — при исследовании профиля снизу вверх) в случае одинакового внутреннего диаметра колонны.

Наиболее четко переток жидкости обнаруживается в остановленных (закрытых) нефтяной добывающей и водонагнетательной скважинах, а также в процессе исследования водонагнетательной скважины при изливе. Последнее обуславливает необходимость снятия профиля притока при изливе при каждом исследовании водонагнетательной скважины расходомерами.

В табл. 113 приводятся основные технические характеристики расходомеров и дебитометров и области их применения.

Термодинамический метод исследования основан на сопоставлении геотермы и термограммы действующей скважины. Геотерма снимается в простаивающей скважине и дает представление о естественном тепловом поле Земли. Термограмма фиксирует изменение температуры в стволе скважины. На вид термограммы влияют теплообмен в стволе; эффект Джоуля — Томсона (или дроссельный эффект), заключающийся в том, что в процессе фильтрации жидкости и газов в пористой среде и истечения их в скважину вследствие адиабатического расширения температура жидкости растет, а температура газа падает; калориметрический эффект, заключающийся в смещении в стволе скважины жидкости и газа различных горизонтов (интервалов) с неодинаковыми исходными температурами.

Эффект Джоуля — Томсона проявляется в виде разницы в температурах притекающих к забою скважины жидкости и газа и соответствующей изотермической на глубине залегания продуктивного пласта. Эта разница прежде всего определяется перепадом давления (депрессией) на пласт. Например, интегральный коэффициент Джоуля — Томсона для воды равен 0,235 град/МПа, для жидкостей изменяется в пределах 0,4—0,6 град/МПа, для углеводородных газов — от 3 до 6 град/МПа. Такая разница в коэффициентах Джоуля — Томсона

Таблица 113

Зак. 1080

Показатели	РГД-3	РГД-5	РГД-4	РГД-1М	РГД-2М	РГТ-1	РГД-36	„Кобра-36Р“, „Кобра-36РВ“	ДГД-6Б	ДГД-8
Пределы измерений расходов (пределы относительной погрешности, %), м³/сут:										
при полной пакеро- вке колонны	—	30—1000 (2,5)	—	5—200 (5,0)	5—1000 (5,0)	8—200 (5,0)	5—100 (5,0)	5—80 (4,0)	5—50 (5,0)	3,6—36 (5,0)
при частичной паке- ровке колонны	—	—	—	—	—	—	—	До 1000 (6,0)	—	—
с калиброванными отверстиями на па- кере	—	—	—	200—2000 (5,0)	100—2000 (5,0)	—	100—1000 (5,0)	—	20—200 (5,0)	14,5—145 (5,0)
без пакера	50—3000 (5,0)	100—2400 (5,0)	140—2400 (5,0)	200—2400 (5,0)	200—2400 (5,0)	200—2400 (5,0)	200—2400 (5,0)	—	—	—
Максимальная рабочая температура, °С	120	120	120	70	70	100	70	70	70	80
Давление, МПа	50	60	60	35	35	30	35	35	20	20
Габаритные размеры, мм:										
диаметр	110 (135)	80	42	42	42	42	36	36	32	26
длина без груза	880	1060	900	1730	1215	1630	1620	1600	1500	1600
Масса без груза, кг	12,0	8,5	4,2	12,8	8,5	12,0	—	8	8,5	8,0
Исследование скважин:										
водонагнетательных без НКТ	+	+	+	+	—	—	—	—	—	—
водонагнетательных через НКТ	—	—	+	+	—	—	—	—	—	—
фонтанирующих	—	—	+	+	+	+	+	+	+	+
механизированных через межтрубное пространство	—	—	—	—	—	—	+	+	+	+

113

для воды, нефти и газа позволяет по температурным изменениям призабойной зоны отбивать в пласте интервалы притока нефти, воды и газа.

Проявление калориметрического эффекта заключается в том, что в каждом горизонте (пласте) температуры двух потоков — восходящего и притекающего из этого горизонта, выравниваются с соответствующим изменением температуры более теплой восходящей нефти. Скачок температуры определяется калориметрическим законом: произведение теплоемкости, расхода и скачка температуры поступающего из пласта потока равно произведению тех же показателей восходящего потока, взятому со знаком минус. Такое соотношение позволяет выделять по термограмме работающей скважины продуктивные интервалы и определять их дебит.

В водонагнетательных скважинах эффект Джоуля — Томсона (дрессельный эффект) и калориметрический эффект отсутствуют, а наблюдается только процесс теплообмена между закачиваемой водой или газом и стенками скважины. Поэтому для выделения интервалов поглощения можно использовать термограммы остановленных в течение 1—2 недель скважин. На этих термограммах поглощающие воду интервалы имеют отрицательные температурные скачки (аномалии), что объясняется охлаждением поглощающих интервалов в процессе длительного закачивания воды.

Температурные измерения используются также для определения высоты подъема цементного раствора за колоннами после их цементирования. На термограмме интервалы, заполненные цементным раствором, отмечаются повышенными показателями температуры по сравнению с геотермой скважины, так как затвердевание цементного раствора сопровождается выделением тепла. Самая верхняя граница цементного раствора отбивается по резкой положительной аномалии температуры. Чем меньше проходит времени после окончания цементирования, тем качественнее результаты температурных измерений.

Температурные измерения можно использовать и для определения затрубной циркуляции, перетока закачиваемой воды и места нарушения колонны.

При установлении затрубной циркуляции в нефтяных добывающих скважинах изменение температуры в затрубном пространстве из-за движения жидкости будет отмечаться изменением температуры жидкости, заполняющей скважину.

При выявлении перетока закачиваемой воды в непродуктивные пласты в водонагнетательных скважинах термограммы записываются в процессе закачивания воды и через определенные промежутки времени после остановки скважины. Если закачиваемая вода поглощается непродуктивным пластом, то на термограмме этот интервал отмечается отрицательной аномалией температуры.

Для определения места притока воды через нарушение эксплуатационной колонны вначале отключается (изолируется) интервал перфорации, а затем снижением уровня жидкости устанавливается факт притока посторонней воды. Скважина заполняется водой до устья и оставляется на 24—48 ч для установления определенной температуры жидкости по стволу. Снимается контрольная термограмма, после чего вновь вызывается приток посторонней воды и снимается повторная термограмма. Место притока посторонней воды (место нарушения колонны) определяется по резкой отрицательной аномалии температуры на термограмме.

Термометры для измерения температуры в скважинах бывают дистанционные и с местной регистрацией. Скважинные регистрирующие термометры позво-

ляют за один спуск определить распределение температуры по стволу, а также характер ее изменения во времени.

В скважинном геликсом термометре (ТГГ) полость термоприемника и геликса или полностью заполняется жидкостью — тип ТГГ, или легкокипящей жидкостью — на 2/3 объема — тип «Сириус».

Скважинные контактные термометры ТК-2 предназначены для замеров с высокой степенью точности. По принципу действия эти термометры относятся к термометрам расширения, чувствительный элемент которых — ртутный столбик.

В скважинном термометре ТГБ-1М используется принцип замера с помощью пружины из биметаллической ленты высокой чувствительности.

В настоящее время более широкое применение находят термометры, в которых используются датчики электрического сопротивления. Особенно широкое применение получили датчики с проволочным сопротивлением. К таким электро-термометрам относятся ЭС-СБ, ЭТМИ-55, ЭТС-2, ЭТС-4, ЭСО-2 и модернизированный вариант термометров ЭТС-ЭТСМ-2.

Для исследования глубоких и сверхглубоких скважин при температурах 150—200 °С выпускают скважинные электронные термометры ТЭГ-36, ТЭГ-60 и ТЭГ-60А.

В табл. 114 приводятся технические характеристики некоторых термометров.

Геофизические методы исследования скважин включают в себя различные виды каротажа (происходит от французского слова и означает исследование горных пород в скважинах электрическими, магнитными, радиоактивными, акустическими и другими методами) с целью определения характера нефте-, газо- и водонасыщенности пород, а также некоторые способы контроля за техническим состоянием скважин (например, резистивиметр, гамма-толщиномер и т. д.).

Электрический каротаж служит для определения физических параметров пройденных бурением пород и последовательности их залегания. При этом каротаже записываются кривые кажущегося удельного сопротивления (КС) и потенциала самопроизвольно возникающего электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины. Удельным сопротивлением породы называется сопротивление 1 м³ ее объема в Ом·м. Поры пород заполнены минерализованной водой — проводником электрического тока, а твердые частицы пород имеют высокое сопротивление, поэтому удельные сопротивления различных пород зависят от количества воды и растворенных в ней солей, температуры и т. д.

Записанные кривые КС и ПС называются каротажными диаграммами. На диаграмме КС нефтяные пласты выделяются в виде пиков различной величины, т. е. максимумов амплитуд, а на диаграммах ПС этим пластам соответствуют минимумы амплитуд.

Сущность газового каротажа заключается в измерении содержания углеводородного газа в буровом растворе. При прохождении долотом газоносных и нефтеносных пород содержание газа в растворе увеличивается. Газ из раствора извлекается дегазатором, и на газоанализаторе определяется сумма легких и тяжелых и отдельно тяжелых фракций. Увеличение количества легких фракций соответствует прохождению газоносных пластов, а увеличение количества обеих фракций — нефтеносных пластов.

По данным анализа строится газокаротажная кривая: по вертикали откладывается глубина скважины в принятом масштабе, а по горизонтали — процент-

Показатели	Термометр					
	ТГГ	„Сириус“	ЭТСМ-2	ТЭГ-36	ТЭГ-60	ТЭГ-60А
Пределы измерений, °С	0—30 0—40 0—60	0—60 20—100 40—140 80—180 120—220 150—250	До 120	До 150	До 200	До 250
Максимальное рабочее давление, МПа	30	До 100	40	100	120	120
Погрешность измерения	1,5%	0,2—1,0%	±0,1 °С	±0,3 °С	±0,3 °С	±0,3 °С
Длина записи температуры, мм	55	60	—	—	—	—
Длина записи времени, мм	100	120	—	—	—	—
Постоянная времени, с	—	—	0,5	2	2	2
Напряжение источника питания, В	—	—	20—30	250	250	250
Габаритные размеры, мм:						
длина	1500	2000	440	2010	2045	2045
диаметр	36	32	32	36	60	60

ное содержание углеводородного газа. Данные газового каротажа помогают уточнить разрез скважины. Гамма-каротаж (ГК) основан на различной степени естественной радиоактивности горных пород. Песчаники, известняки, доломиты, соли и ангидриты обладают низкой радиоактивностью; сланцы, глины — высокой радиоактивностью; глинистые сланцы и бентонит — очень высокой радиоактивностью.

Сочетание ГК с обычным электрическим каротажом способствует более полному изучению разреза скважины.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) основан на принципе вызванной радиоактивности, которая достигает наибольшей величины против интервалов, обогащенных водородом. А повышенное содержание водорода наблюдается в воде, нефти и нефтяном газе.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) основан на принципе использования скважинного генератора нейтронов, работающего в импульсном режиме, т. е. пласты через определенные промежутки времени облучаются импульсами нейтронов. После истечения времени (времени задержки) измеряется плотность тепловых нейтронов (т. е. уже замедленных быстрых нейтронов в результате рассеяния нейтронов, испускаемых источником). Плотность тепловых нейтронов убывает со временем и зависит от содержания в исследуемой среде атомов хлора. Поэтому среднее время жизни тепловых нейтронов в пластах, насыщенных сильно минерализованной водой, во много раз меньше, чем в нефтенасыщенных пластах (например, для пластов с сильно минерализованной

водой это время составляет 90—110 мкс, а для нефтенасыщенных пластов — 260—300 мкс). Такое различие используется для оценки нефтенасыщенности продуктивных пластов.

ИННК можно использовать и для выявления перетока закачиваемой воды в водонагнетательных скважинах. При этом используется разница во времени жизни тепловых нейтронов для пресной и пластовой вод, а оно значительно больше в пресной воде (как и в нефтенасыщенном пласте).

Поэтому если в водонагнетательную скважину закачивалась минерализованная вода, то для выявления перетока необходимо закачивать пресную воду. До и после закачивания пресной воды в предполагаемом интервале затрубной циркуляции снимаются кривые ИННК, при сопоставлении которых устанавливают интервал перетока по резкому возрастанию времени жизни тепловых нейтронов.

Если в водонагнетательную скважину закачивалась пресная вода, то для выявления перетока жидкости в нее необходимо закачивать минерализованную воду.

Принцип действия резистивиметра основан на измерении удельного сопротивления воды. Поэтому он часто используется для определения места притока посторонней воды через нарушение эксплуатационной колонны. Порядок исследования заключается в следующем.

После изоляции интервала перфорации определяется приток посторонней воды. Затем скважина промывается до удаления из ствола посторонней воды и заполняется водой, соленость которой на 2—5 °Ве (пересчет на плотность в кг/м³ осуществляется по формуле $\rho = 145 / (245 - ^\circ\text{Ве})$, где °Ве — соленость в градусах Боме) отличается от солености посторонней воды. Резистивиметром снимается контрольная кривая изменения удельного сопротивления воды по стволу. Вновь вызывается приток посторонней воды путем снижения уровня и снимается вторая кривая. Сопоставлением двух кривых определяется место (глубина) притока посторонней воды и тем самым место нарушения колонны.

Гамма-толщиномер, который входит в состав комплексного скважинного прибора — дефектомера-толщиномера СГДТ-2, позволяет определять среднюю толщину стенки обсадных труб с точностью до $\pm 0,25$ мм, устанавливать местоположение соединительных муфт (замков), центрирующих фонарей, интервалов перфорации и мест порыва колонны.

При непрерывном перемещении прибора СГДТ-2 в стволе скважины записываются круговая цементограмма и толщинограмма, а при остановке его на заданной глубине — дефектограмма, характеризующая изменение интенсивности рассеянного γ -излучения по окружности.

Для изучения технического состояния обсадных колонн применяют также электромагнитный профилограф, калиброммер, профилемер, микрокаверномер и индуктивные дефектомеры. Сведения о толщине и внутреннем диаметре обсадных колонн, получаемые указанными приборами, необходимы и для интерпретации диаграмм радиоактивного каротажа, цементограмм ГГК, результатов измерений дебитометром и т. д.

Магнитные локаторы применяют для определения местоположения муфт (замков) обсадных труб, магнитных меток, разрывов, утолщений, интервалов перфорации и др. Но наиболее широко локаторы муфт применяют для точного определения места установки перфоратора, торпеды или другого аппарата.

К геофизическим методам исследований можно отнести и акустический каротаж, предназначенный для исследования качества цементного кольца. Метод основан на создании с помощью источника ультразвука колебаний упругих волн и распространении их по обсадной колонне, цементному кольцу и стенкам скважины. Акустический каротаж может быть основан на определении скорости распространения упругих волн (акустический каротаж по скорости) и на поглощающих свойствах горных пород (акустический каротаж по затуханию).

Поглощающие свойства горных пород различаются значительно больше, поэтому более надежные сведения о качестве цементного кольца дает акустический каротаж по затуханию. При этом записываются следующие кривые: амплитуда обобщенной волны, распространяющейся по колонне и цементному кольцу; амплитуда волны по породе и время первого вступления волны.

В песчаниках и глинах максимальные показания кривой «амплитуда обобщенной волны» и минимальные — кривой «амплитуда волны по породе» соответствуют интервалам полного отсутствия цемента за колонной или плохого качества цементирования и наоборот. В карбонатных породах интерпретация материалов по перечисленным кривым существенно затрудняется. В этом случае надо регистрировать полный акустический сигнал в виде волновых картин.

Для определения затрубной циркуляции разработаны акустические методы, основанные на изучении деформации колонны относительно цементного кольца.

К разновидностям исследований, основанных на распространении звуковой волны, можно отнести и отбивку уровня с помощью эхолота.

Принцип действия его заключается в том, что, взрывая пороховой заряд на устье скважины, в затрубное пространство посылают звуковой импульс. Через некоторое время импульс, отраженный жидкостью, возвращается на поверхность и регистрируется чувствительным прибором. Зная время прохождения импульса и скорость звука в газовой среде, можно определить уровень жидкости по формуле $H_y = v_z t_y / 2$, где v_z — скорость распространения звуковой волны, м/с; t_y — время прохождения волны от устья до уровня и обратно, с.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СПУСКА СКВАЖИННЫХ ПРИБОРОВ С ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Для спуска приборов в скважины применяют следующее оборудование.

1. Аппараты Яковлева легкой и тяжелой конструкций, предназначенные для скважин глубиной соответственно до 800 и 1500 м. При помощи аппарата Яковлева в скважины спускают манометры, термометры, пробоотборники, желонки, замеряют забой, уровень жидкости и т. д. В аппарате легкой конструкции используется проволока диаметром 0,6—0,8 мм, а тяжелой конструкции — проволока диаметром 1,6—1,8 мм.

2. Агрегаты Азинмаш-8А, Азинмаш-8Б, ЗУИС, Азинмаш-45, предназначенные для спуска в скважины манометра, термометра, пробоотборника, для определения глубины забоя, уровня жидкости и т. д. Основной узел этих агрегатов — лебедка, смонтированная на шасси различных транспортных средств. Агрегаты Азинмаш-8А и Азинмаш-8Б отличаются между собой только транспортной базой (соответственно шасси автомобилей ГАЗ-66А и ГАЗ-53А). Агрегат Азинмаш-45 смонтирован на шасси автомобиля УАЗ-452, а установка для исследования скважин ЗУИС — на плавающем гусеничном транспортере ГАЗ-71

для передвижения по сильно пересеченной местности, забалоченным участкам, снежной целине и воде вброд и вплавь.

3. Автоматические промысловые электронные лаборатории типа АПЭЛ-66 и АИСТ предназначены для дистанционных исследований скважин.

Станция АПЭЛ-64 размещена на шасси автомобиля ГАЗ-63 в кузове автобуса КАВЗ-663. Прибор для исследования спускается в скважину на каротажном одножильном кабеле КОБДФМ-2. Через кабель информация передается на наземную измерительную и регистрирующую аппаратуру. Привод лебедки осуществляется от двигателя автомобиля. Однако станция АПЭЛ-64 имеет плохую проходимость в условиях бездорожья, перегруженность шасси и низкую надежность самопишущего потенциометра.

Перечисленных недостатков лишена станция АПЭЛ-66, в которой дополнительно предусмотрено спуско-подъемное оборудование для шаблонирования НКТ. Станция смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-157Е повышенной проходимости в специальном утепленном геофизическом кузове-фургоне СГК-2. Тип используемого кабеля тот же, что и на станции АПЭЛ-64.

Скважинные приборы, входящие в комплект станций АПЭЛ-64 и АПЭЛ-66, рассчитаны для работы в скважинах глубиной до 3500 м с внутренним диаметром эксплуатационной колонны от 124 до 155 мм и внутренним диаметром НКТ не менее 50 мм.

Станция АИСТ имеет следующие преимущества: исследует скважины глубиной до 5000 м, снабжена системой цифровой регистрации измерительной информации, рационально размещены аппаратура и оборудование, спуско-подъемное оборудование позволяет шаблонировать НКТ и проводить исследования как дистанционными, так и автономными приборами с одной позиции относительно устья скважины. Станция смонтирована на шасси автомобиля ЗИЛ-131 повышенной проходимости в специальном утепленном геофизическом кузове-фургоне СГК-7Б. Тип используемого кабеля — каротажный одножильный КОБДФМ-2 или КПКО-1. Скважинные приборы станции рассчитаны для работы в скважинах глубиной до 5000 м с внутренним диаметром эксплуатационной колонны 124—155 мм. Габариты скважинных приборов позволяют исследовать фактически все фонтанные и нагнетательные скважины с внутренним диаметром НКТ не менее 40 мм и частично механизированные скважины, оборудованные ШГН.

В табл. 115 приводятся технические характеристики агрегатов и установки для исследования скважин.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ИНТЕРВАЛОВ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

На промыслах для определения интервала негерметичности эксплуатационной колонны применяется метод поинтервальной опрессовки с использованием пакера, высоковязкой жидкости и газообразного агента.

Пакер применяют в тех случаях, когда интервал негерметичности поглощает закачиваемую жидкость при испытании на приемистость. В зависимости от конкретных условий скважины (глубины, высоты подъема цемента, предполагаемого интервала негерметичности и т. д.) при спуске НКТ пакер устанавливают через определенную глубину (до 500 м) и затем колонну опрессовывают (при этом интервал перфорации временно перекрыт цементным мостом).

Показатели	Азинмаш-8А	Азинмаш-45	ЗУИС
Допустимое тяговое усилие, кН	55	55	55
Диаметр рабочей проволоки, мм	1,6—1,8	1,6—1,8	1,6—1,8
Наибольшая глубина исследуемых скважин, м	6000	6000	6000
Скорость подъема инструмента (при среднем диаметре намотки), м/с:			
при 600 об/мин вала двигателя	1,6	0,31—2,4	1,6
при 2000 об/мин вала двигателя	5,3	1,0—8,0	5,3
Длина проволоки, наматываемой на барабан лебедки, м:			
для проволоки диаметром 1,6 мм	6500	6500	6500
для проволоки диаметром 1,8 мм	5600	5600	5600
Мощность, отбираемая на привод лебедки, кВт	12,5	12,5	12,5
Грузоподъемность, кг	2500	800	1000
Габаритные размеры, мм:			
длина	5700	4360	5400
ширина	2270	1940	2552
высота	2720	2040	2015
Масса агрегата в собранном виде, кг	4570	2550	4750

Если при очередной опрессовке поглощение жидкости не наблюдается, то это указывает на негерметичность колонны в интервале между последними двумя глубинами установки пакера.

Более точное местонахождение негерметичности колонны устанавливают, увеличивая частоту установки пакера (например, при подъеме НКТ с пакером).

При использовании высоковязкой жидкости (например, КМЦ, ПАА и т. д.) вначале колонну опрессовывают, закачивая обычную промывочную жидкость и фиксируя величину падения давления. Затем в НКТ закачивают высоковязкую и продавочную (промывочную) жидкости из расчета вытеснения высоковязкой жидкости из НКТ.

При закрытом затрубном пространстве продолжают закачивать промывочную жидкость до создания давления, допускаемого для данной эксплуатационной колонны.

Вновь фиксируют величину падения давления. Сравнивают величины падения давления при закачивании промывочной и высоковязкой жидкостей. При отсутствии изменений в величинах падения давления открывается затрубное пространство, высоковязкая жидкость продавливается выше и опрессовывается следующий интервал.

Продавливания и опрессовки продолжают до резкого снижения величины падения давления, что характеризует достижение высоковязкой жидкостью интервала негерметичности колонны.

Рекомендуется, чтобы объем высоковязкой жидкости был не менее 1 м³, а количество продажной жидкости для перемещения высоковязкой жидкости не превышало 80 % от ее объема.

При использовании газообразного агента на скважине необходимо иметь или автомобильную газификационную установку (АГУ) со сжиженным азотом, или паропроизводительную установку (ППУ), или компрессор УКП-80.

Газообразный агент подают в затрубное пространство. При этом замеряют количество жидкости, вытесняемой из НКТ, для определения уровня жидкости в колонне. После снижения уровня в колонне на 50—100 м закрывают кран на НКТ. Подача газообразного агента продолжается до тех пор, пока давление в затрубном пространстве не достигнет величины давления в затрубном пространстве на устье работающей скважины. После этого подачу газообразного агента прекращают, кран на НКТ закрывают. Скважина оставляется под давлением на время восстановления давления в межколонном пространстве на устье.

Если давление в межколонном пространстве не увеличивается, то подачу газообразного агента в затрубное пространство продолжают из расчета снижения уровня в нем еще на 50—100 м, и повторяется вышеописанный цикл.

Опрессовки колонны продолжают до тех пор, пока не будет обнаружено повышение давления в межколонном пространстве, указывающее на негерметичность колонны в последнем интервале снижения уровня жидкости в затрубном пространстве (50—100 м).

4. ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТОВ

В процессе бурения и эксплуатации нефтяных и газовых добывающих и водонагнетательных скважин снижается естественная проницаемость пород призабойной зоны из-за загрязнения ее глинистым раствором и проникновения в нее воды, закупорки пор отложениями парафина, глинистыми частицами и смолистыми веществами, а также из-за загрязнения пор механическими примесями, присутствующими в закачиваемой воде.

С целью восстановления или увеличения проницаемости пород призабойной зоны применяют различные методы искусственного воздействия, которые называют обработкой призабойной зоны (ОПЗ). Существуют следующие методы ОПЗ: химические, механические, тепловые и физические.

Выбор метода ОПЗ зависит от строения продуктивного пласта и состава слагающих его пород и других пластовых условий.

Химический метод ОПЗ основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ (в основном кислот) с некоторыми породами (карбонатными и цементированными песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта.

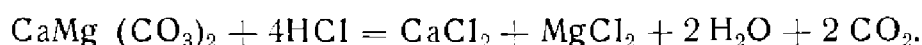
При механическом методе создаются новые каналы и трещины (гидравлический разрыв пласта, торпедирование), которые соединяют призабойную зону с пластом. Эти методы применяют в плотных породах.

Тепловые методы ОПЗ используют для удаления парафина и смол, а также для повышения эффективности химических методов.

При физических методах из призабойной зоны удаляют остаточную воду и твердые мелкодисперсные частицы. К ним в основном относят промывку забоя поверхностно-активными веществами (ПАВ).

СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Соляная кислота (HCl) взаимодействует с породами, сложенными известняками CaCO_3 и доломитами $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, и растворяет их. Уравнения химической реакции следующие:



Полученные хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) хорошо растворяются в воде и легко удаляются из призабойной зоны пласта. В результате в породе пласта образуются новые пустоты и каналы.

Эффективность солянокислотной обработки зависит от концентрации кислоты, ее количества, давления при обработке, температуры на забое, скорости движения кислоты, типа пород и т. д. Обычно применяют 8—15 %-ную соляную кислоту, т. е. на 100 массовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей концентрированной соляной кислоты. Применение большей концентрации не рекомендуется из-за сильной коррозии и возможности растворения гипса с последующим закупориванием пор пласта. Применение кислотного раствора слабой концентрации потребует использования большого объема раствора.

Ниже приводятся условия применения соляной кислоты различной концентрации.

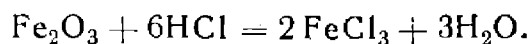
Концентрация соляной кислоты, %	8—10	10—12	12—15
Условия применения	Песчаники с карбонатным цементом	Карбонатная порода высокой проницаемости; низкое пластовое давление	Карбонатная порода низкой проницаемости; высокое пластовое давление

Содержание примесей в соляной кислоте не должно превышать определенного предела, в противном случае взаимодействие кислоты с породами пласта может привести к образованию осадков в поровом пространстве. В табл. 116 приводится характеристика соляной кислоты.

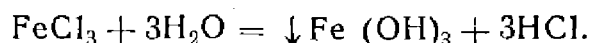
Таблица 116

Содержание	Соляная кислота			
	синтетическая ГОСТ 857—78	из абзавов органических производств	техническая	
			1-й сорт	2-й сорт
Хлористого водорода, %, не менее	31	27,5	27,5	27,5
Железа, %, не более	0,02	0,03	0,03	Не нормируется
Серной кислоты в пересчете на SO_3 , %, не более	0,005	Не установлено	0,4	0,6
Мышьяка, %, не более	0,0002	То же	0,01	Не нормируется
Свободного хлора, %, не более	—	0,1	—	—

Присутствие окисного железа приводит к образованию хлорного железа:



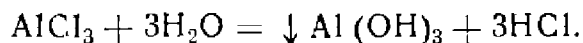
При полной нейтрализации кислотного раствора хлорное железо выпадает в виде гидрата окиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$, закупоривающего пласт:



Выпадение осадка предотвращает уксусная кислота (CH_3COOH). Ниже приводятся данные о количестве уксусной кислоты, добавляемой в соляную кислоту.

Содержание, %:			
железа в растворе соляной кислоты	До 0,1	0,2—0,3	До 0,5
Уксусной кислоты (100%-ной)	1,0	1,5	2,0

Соли алюминия, которые могут образоваться в растворе кислоты в результате частичного разложения цементного камня или некоторых составляющих глинистого материала, действуют аналогично солям железа. Гидролиз хлористого алюминия протекает по следующей реакции:

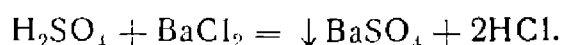


Такая реакция возможна при pH среды выше 5, что получается в результате нейтрализации HCl карбонатной породой. Добавление уксусной кислоты также предупреждает выпадение гидрата окиси алюминия в осадок. Для этих же целей можно добавлять и 1—2 % плавиковой (фтористоводородной HF) кислоты, которая улучшает условия растворения цементной корки и предупреждает образование геля кремниевой кислоты.

Присутствие примеси серной кислоты в рабочем растворе соляной кислоты приводит к образованию двухводного гидрата сульфата кальция (гипс), закупоривающего поровое пространство:



Для удаления серной кислоты добавляют 0,02—0,05 % хлористого бария. При этой реакции образуется осадок сернокислого бария:



После длительного отстоя осадок BaSO_4 удаляется. Поскольку хлористый барий в концентрированной соляной кислоте растворяется плохо, то осаждение и удаление серной кислоты необходимо проводить в уже приготовленной для закачивания кислоте с концентрацией HCl не выше 15 %.

Для обработки призабойной зоны пластов пригодны синтетическая кислота, а также кислоты из абгазов и 1-й сорт технической соляной кислоты с обязательной препарировкой их хлористым барием, уксусной кислотой и добавлением ингибиторов коррозии. В табл. 117 приводится характеристика ингибиторов коррозии.

Для повышения эффективности солянокислотных обработок применяются ПАВ. При закачивании кислоты в пласт между активной кислотой и оттесняемой нефтью находится полностью нейтрализованная кислота. Поэтому добавление ПАВ снижает поверхностное натяжение на границе отработавшая кислота — нефть и облегчает проникновение активной кислоты в поровое пространство пласта. При вызове притока из пласта в ствол скважины ПАВ способствуют

Таблица 117

Ингибитор	Оптимальное дозирование, % к объему раствора кислоты	Остаточное коррозионное действие кислоты с ингибитором, %	Кратность снижения коррозии	Примечание
Формалин	0,6—0,8	14—12	7—8	Для температуры забоя 20—40 °С То же
Уникол ПБ-5	0,25—0,5	3,2—2,4	31—42	
Катапин-А	0,05—0,1	2,1—1,5	48—67	
Катапин-К	0,05—0,1	2,3—1,7	43—59	
Катамин-А	0,05—0,1	2,7—2,6	37—38	
Уротропин	0,2—0,25	14—12	7—8	„
И-1-А+уротропин	(0,1—0,2) + (0,4—0,8)	—	30—55	
И-1-А+уротропин+иодистый калий	0,4+0,8+0,01	—	40	До 130 °С

наиболее полному удалению нейтрализованной кислоты из пласта. Кроме того, ПАВ выполняют и роль ингибиторов.

Для ОПЗ нефтяных добывающих скважин соляной кислотой рекомендуется применение катионоактивных ПАВ: катапин-А, катамин-А, марвелан-КО, карбо-золин-О. Из анионоактивных ПАВ можно применять Са-ДС. При использовании этих ПАВ происходит еще и гидрофобизация (гидрофобность — это неспособность вещества смачиваться водой) поверхности пород, за счет чего обеспечивается прирост добычи нефти.

Для ОПЗ водонагнетательных скважин соляной кислотой наиболее эффективно применение неионогенных ПАВ ОП-10, УФЭ₈, 44-11, тержитол, которые оказывают еще гидрофилизующее действие (гидрофильность — это способность вещества смачиваться водой). В табл. 118 приводятся рекомендуемые концентрации ПАВ при солянокислотных обработках.

Принем кислоты с железной дороги, приготовление из нее раствора нужной концентрации и хранение осуществляются на кислотной базе. Концентрированные товарные кислоты хранятся в металлических резервуарах вместимостью 25, 50 и 100 м³. Внутренние поверхности резервуаров гуммируют специальными сортами резины, эбонитов и полуэбонитов; применяют и футеровку диабазовыми плитками с использованием кислотоупорных наполнителей для замазок — андезитовой муки или порошка № 2 из диабазового литья (20 % естественного базальта, 80 % диабазовой муки).

Внутреннюю поверхность железнодорожных цистерн защищают нанесением обычным краскораспылителем трех слоев стойкой эмали и двух слоев химически стойкого лака.

Наружную поверхность емкостей кислотной базы рекомендуется покрывать химически стойкими эмалями (в три слоя) и химически стойким лаком (в два слоя). При отсутствии эмалей наружную поверхность резервуаров покрывают обычными масляными красками и эмалями для металла.

Для перекачивания кислоты применяют кислотоупорные центробежные насосы (табл. 119).

Таблица 118

ПАВ	Рекомендуемое дозирование				Примечание
	для первой половины раствора кислоты		для второй половины раствора кислоты		
	%	кг/м³	%	кг/м³	
Катапин-А	0,3	3	0,1	1	Ингибитор не нужен
Катамин-А	0,3	3	0,1	1	То же
Карбозолин-О	0,5	5	0,1	1	„
Марвелан-КО	0,5	5	0,1	1	Ингибитор желателен
Са-ДС	0,3	3	0,1	1	Ингибитор обязателен
УФЭ₈	0,3	3	0,1	1	Ингибитор желателен
ОП-10	0,3	3	0,1	1	Ингибитор обязателен

Для транспортирования, смешения и проведения солянокислотной обработки призабойной зоны пласта применяют агрегаты Азинмаш-30А, АКПП-500. Ниже приводятся технические характеристики этих агрегатов и насоса 4НК-500, используемого в Азинмаш-30А (табл. 120).

Таблица 119

Насос	Подача, м ³ /ч	Давление, МПа	Допустимая высота всасывания, м	Перекачиваемый продукт	Мощность электродвигателя, кВт	Масса, кг	
						агрегата	насоса
1,5Х-4П	8,64	0,3	5	Солянокислотная пульпа, содержащая 100—125 г/л свободной соляной кислоты ($t = 75—90^{\circ}\text{C}$) и др.	4,5	180	58,6
2,5В-3,5	9—18	0,25—0,15	5	Соляная кислота и подобные жидкости	4,5	180	159
ЦКН-40/40	20—24	0,18	До 2	То же	2,8	250	194
ЦКН-25	90	0,14	До 2	"	2,8	250	194
ЦКН-7	7	0,08	До 2	"	2,8	250	194
ЦКН-25/25	8,5	0,11	До 2	"	1,7	174	140
ЦКН-65-50	27	0,22	До 2	"	4,5	320	240
ЦКН-100/80	50,2	0,31	До 2	"	10,0	510	345
5Х-7Ф	90	0,30	До 2	"	21,5	775	465

Таблица 120

Скорость	Частота вращения, об/мин		Диаметр плунжера, мм			
			100		120	
	вала двигателя	коренного вала насоса	подача, л/с	давление, МПа	подача, л/с	давление, МПа
II	1600	49,3	2,24	50,0	3,23	34,4
III		94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV		143,0	6,51	17,1	9,36	11,8
V		215,0	9,78	11,3	14,08	7,9
II	1800	55,5	2,52	47,5	3,63	33,0
III		106,0	4,82	24,8	6,94	17,2
IV		161,0	7,32	16,3	10,54	11,3
V		242,0	10,91	10,8	15,85	7,6

Монтажно-транспортная база агрегата

Азинмаш-30А

Грузоподъемность автомобиля, т

Двигатель автомобиля:

тип

частота вращения вала, об/мин

развиваемая мощность, кВт

КрАЗ-257

12

ЯМЗ-238

2100

176,5

Насос:

тип

Трехплунжерный
горизонтальный,
одинарного действия

4НК-500

шифр

100; 120

диаметр смежных плунжеров, мм

130

длина хода плунжера, мм

240

максимальное число двойных ходов в минуту

Цистерна:

число отсеков

2

емкость отсеков, м³

3

внутреннее покрытие стенок

Гуммировано мягкой
резиной с подслоем
полуэбонита

Дополнительная цистерна:

число отсеков

2

емкость отсеков, м³

3

внутреннее покрытие стенок

Гуммировано мягкой
резиной с подслоем
полуэбонита

монтажная база

Двухосный прицеп
МАЗ-5243Ш грузоподъем-
ностью 6800 кг

Баллон для химических реагентов:

емкость, л

200

внутреннее покрытие стенок

Гуммировано
сжатым воздухом

способ вытеснения жидкости

Манифольд:

диаметр нагнетательного трубопровода, мм

50

диаметр приемного трубопровода, мм

100

общая длина вспомогательного трубопрово-
да (4 трубы по 4300 мм), мм

17200

Габаритные размеры агрегата, мм:

длина общая

16450

длина без прицепа

10250

ширина

2750

высота агрегата

2980

высота прицепа

3080

Масса агрегата, кг:	
общая	21632
без прицепа	15834
Масса транспортируемой жидкости, кг:	
общая	14000
без прицепа	8000
Монтажно-транспортная база агрегата АКПП-500	КрАЗ-255Б
Вместимость гуммированной цистерны, м³	3
Насос:	
тип	Трехплунжерный, горизонтальный, одинарного действия
шифр	5НК-500
максимальная подача, л/с	15,8
максимальное давление, МПа	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	8645
ширина	2750
высота	3760
Масса агрегата, кг	16090
Масса транспортируемой жидкости, кг, не более	3600

Для транспортирования ингибированной соляной кислоты и подачи ее на насосный агрегат для проведения ОПЗ применяют специальные кислотовозы КП-6,5 и прицеп-цистерну ПЦ-6К, технические характеристики которых приведены ниже.

Прицеп-цистерна предназначена для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты концентрацией 8—21 %. Допускается добавлять в транспортируемую жидкость плавиковую кислоту до 5 % и уксусную кислоту до 2 % объема соляной кислоты.

Монтажно-транспортная база кислотовоза КП-6,5	КрАЗ-255Б
Вместимость гуммированной цистерны, м³	6
Насос:	
тип	Центробежный, одноступенчатый
шифр	3Х-9В-3-51
подача, м³/ч	29—60
допустимая высота всасывания, м	2—5
давление, МПа	3,5
Габаритные размеры, мм:	
длина	8645
ширина	2750
Масса, кг	13420
Масса транспортируемой жидкости, кг, не более	6450
Монтажная база прицеп-цистерны ПЦ-6К	Автомобильный прицеп МАЗ-8926
Вместимость цистерны, м³	6
Диаметр наливного трубопровода с пробковым краном, мм	100
Диаметр сливного трубопровода с секторным краном, мм	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	7696
ширина	2500
высота	2950
Масса (без груза), кг	4593

ПРИГОТОВЛЕНИЕ РАСТВОРА СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

Для получения раствора заданной концентрации концентрированная соляная кислота разбавляется на кислотной базе или непосредственно у скважины. Для приготовления раствора кислоты рассчитывают требуемые количества воды и кислоты, определяют плотность товарной концентрированной кислоты в лаборатории (в градусах Боме — °Ве). Для этого надо иметь набор денсиметров из 19 штук, градуированных с точностью до 0,001, цилиндр и термометр.

Таблица 121

Плотность при 15°/4 °С, кг/м³	Концент- рация, °Ве	Массовая доля HCl, %	Содержа- ние HCl в 1 л, кг	Плотность при 15°/4 °С, кг/м³	Концент- рация, °Ве	Массовая доля HCl, %	Содержа- ние HCl в 1 л, кг
1030	4,1	5,15	0,053	1105	13,6	20,97	0,232
1035	4,7	7,15	0,074	1110	14,2	21,92	0,243
1040	5,4	8,16	0,084	1115	14,9	22,85	0,255
1045	6,0	9,16	0,096	1120	15,4	23,82	0,267
1050	6,7	10,17	0,107	1125	16,0	24,78	0,279
1055	7,4	11,18	0,118	1130	16,5	25,75	0,291
1060	8,0	12,19	0,129	1135	17,1	26,70	0,302
1065	8,7	13,19	0,140	1140	17,7	27,66	0,315
1070	9,4	14,17	0,152	1145	18,3	28,61	0,328
1075	10,0	15,16	0,163	1150	18,8	29,57	0,340
1080	10,6	16,15	0,174	1155	19,3	30,55	0,353
1085	11,2	17,13	0,186	1160	19,8	31,52	0,366
1090	11,9	18,11	0,197	1165	20,3	32,49	0,379
1095	12,4	19,06	0,209	1170	20,9	33,46	0,391
1100	13,0	20,01	0,220	1180	22,0	35,39	0,418

Затем по табл. 121 находят массовую долю HCl в процентах и в килограммах на 1 л.

Количество товарной кислоты V_T в объемных единицах (м³), необходимое для получения 1 м³ рабочего раствора заданной концентрации, рассчитывается по формуле

$$V_T = (\rho_3 - 1) / (\rho_T - 1),$$

где ρ_T — плотность товарной кислоты, определяемая в лаборатории или на базе; ρ_3 — заданная плотность готового рабочего раствора, определяемая по таблице, исходя из заданного процентного содержания HCl в рабочем растворе.

Для быстроты расчетов при определении количества товарной соляной кислоты для приготовления 1 м³ рабочего раствора различной концентрации можно пользоваться табл. 122.

При приготовлении рабочих растворов соляной кислоты следует придерживаться следующего порядка добавления различных реагентов: вода — ингибиторы коррозии — стабилизаторы (уксусная и плавиковая кислоты) — товарная соляная кислота — хлористый барий — интенсификатор (ПАВ).

Если концентрация приготовленного рабочего раствора соляной кислоты получилась выше или ниже (например, на 1—2 %) запланированной, то добавляется рассчитанное количество соответственно воды или концентрированной соляной кислоты. Количество концентрированной кислоты вычисляется по формуле

$$\Delta V_T = \omega (\rho_3 - \rho_\Phi) / (\rho_T - \rho_3),$$

где ΔV_T — объем добавляемой кислоты; ρ_3 — плотность раствора запланированной концентрации; ρ_Φ — фактическая плотность приготовленного раствора; ρ_T — плотность концентрированной соляной кислоты; ω — объем приготовленного раствора кислоты, м³.

Расчетная концентрация раствора кислоты, %	Количество товарной соляной кислоты и воды (в л) при исходной концентрации этой кислоты, %											
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
8	$\frac{500}{500}$	$\frac{470}{530}$	$\frac{445}{555}$	$\frac{420}{580}$	$\frac{400}{600}$	$\frac{382}{618}$	$\frac{362}{638}$	$\frac{348}{652}$	$\frac{334}{666}$	$\frac{320}{680}$	$\frac{308}{692}$	$\frac{296}{704}$
	$\frac{625}{375}$	$\frac{590}{410}$	$\frac{556}{444}$	$\frac{526}{474}$	$\frac{500}{500}$	$\frac{477}{523}$	$\frac{455}{545}$	$\frac{435}{565}$	$\frac{417}{583}$	$\frac{400}{600}$	$\frac{385}{615}$	$\frac{370}{630}$
10	$\frac{750}{250}$	$\frac{705}{295}$	$\frac{670}{330}$	$\frac{635}{365}$	$\frac{600}{400}$	$\frac{570}{430}$	$\frac{546}{454}$	$\frac{520}{480}$	$\frac{500}{500}$	$\frac{480}{520}$	$\frac{462}{538}$	$\frac{444}{556}$
	$\frac{935}{65}$	$\frac{885}{115}$	$\frac{835}{165}$	$\frac{790}{210}$	$\frac{750}{250}$	$\frac{715}{285}$	$\frac{685}{315}$	$\frac{625}{348}$	$\frac{625}{375}$	$\frac{600}{400}$	$\frac{575}{425}$	$\frac{556}{444}$

Примечание: В числителе дроби — количество кислоты, в знаменателе — количество воды.

Количество добавляемой воды вычисляется по формуле

$$\Delta V_{\text{в}} = \omega (\rho_{\text{ф}} - \rho_{\text{з}}) / (\rho_{\text{з}} - 1).$$

Из всех других реагентов, используемых для приготовления рабочих растворов соляной кислоты, только уксусная и плавиковая кислоты могут сильно изменить концентрацию соляной кислоты в рабочем растворе из-за значительного их объема. Поэтому при расчетах с учетом этих объемов необходимо вносить поправки, т. е. количество воды, используемое для приготовления рабочего раствора, должно быть уменьшено на объемы уксусной и плавиковой кислот. Количество добавляемой воды (м^3) для получения 1 м^3 рабочего раствора определяют по формуле

$$V_{\text{в}} = 1 \text{ м}^3 - (V_{\text{т нс}} + V_{\text{т сн}_3\text{соон}} + V_{\text{т нф}}),$$

где $V_{\text{т нс}}$, $V_{\text{т сн}_3\text{соон}}$, $V_{\text{т нф}}$ — объемы соответствующих исходных товарных кислот.

Для любого объема рабочего раствора количество воды определяется умножением обеих частей выражения на этот объем.

Количество уксусной кислоты для приготовления 1 м^3 рабочего раствора соляной кислоты определяют из выражения

$$q = a \rho_{\text{з}} \cdot 10,$$

где q — количество 100 %-ной уксусной кислоты, кг; a — запланированный процент содержания уксусной кислоты в рабочем растворе; $\rho_{\text{з}}$ — плотность запланированного рабочего раствора соляной кислоты, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Чтобы определить количество уксусной кислоты в л, имеющейся на базе концентрации, требуемое количество 100 %-ной уксусной кислоты q надо разделить на содержание этой кислоты A в кг на 1 л, взятое из табл. 123:

$$V_{\text{т сн}_3\text{соон}} = q [\text{кг}] / A \left[\frac{\text{кг}}{\text{л}} \right] = (a \rho_{\text{з}} \cdot 10) / A [\text{л}].$$

Таблица 123

Плотность при 15°/4 °С, кг/м³	Массовая доля CH ₃ COOH, %	Содержание CH ₃ COOH в 1 л, кг	Плотность при 15°/4 °С, кг/м³	Массовая доля CH ₃ COOH, %	Содержание CH ₃ COOH в 1 л, кг
1000,7	1	0,010	1036,3	26	0,269
1002,2	2	0,020	1037,5	27	0,280
1003,7	3	0,030	1038,8	28	0,291
1005,2	4	0,040	1040,0	29	0,302
1006,7	5	0,050	1041,2	30	0,312
1008,3	6	0,060	1042,4	31	0,323
1009,8	7	0,071	1043,6	32	0,334
1011,3	8	0,081	1044,7	33	0,345
1012,7	9	0,091	1045,9	34	0,356
1014,2	10	0,101	1047,0	35	0,366
1015,7	11	0,112	1048,1	36	0,377
1017,1	12	0,122	1049,2	37	0,388
1018,5	13	0,132	1050,2	38	0,399
1020,0	14	0,143	1051,3	39	0,410
1021,4	15	0,153	1052,3	40	0,421
1022,8	16	0,164	1053,3	41	0,432
1024,2	17	0,174	1054,3	42	0,443
1025,6	18	0,185	1055,2	43	0,454
1027,0	19	0,195	1056,2	44	0,465
1028,4	20	0,206	1057,1	45	0,476
1029,8	21	0,216	1058,0	46	0,487
1031,1	22	0,227	1058,9	47	0,498
1032,4	23	0,237	1059,8	48	0,509
1033,7	24	0,248	1060,7	49	0,520
1035,0	25	0,259	1061,5	50	0,531
1062,3	51	0,542	1074,7	76	0,817
1063,1	52	0,553	1074,8	77	0,828
1063,8	53	0,564	1074,8	78	0,838
1064,6	54	0,575	1074,8	79	0,849
1065,3	55	0,586	1074,8	80	0,860
1066,0	56	0,597	1074,7	81	0,870
1066,6	57	0,608	1074,6	82	0,881
1067,3	58	0,619	1074,4	83	0,891
1067,9	59	0,630	1074,2	84	0,902
1068,5	60	0,641	1073,9	85	0,913
1069,1	61	0,652	1073,6	86	0,923
1069,7	62	0,663	1073,1	87	0,934
1070,2	63	0,674	1072,6	88	0,944
1070,7	64	0,685	1072,0	89	0,954
1071,2	65	0,696	1071,3	90	0,964
1071,7	66	0,707	1070,5	91	0,974
1072,1	67	0,718	1069,6	92	0,984
1072,5	68	0,729	1068,6	93	0,994
1072,9	69	0,740	1067,4	94	1,003
1073,3	70	0,757	1066,0	95	1,013
1073,7	71	0,762	1064,4	96	1,022
1074,0	72	0,773	1062,5	97	1,031
1074,2	73	0,784	1060,4	98	1,039
1074,4	74	0,795	1058,0	99	1,047
1074,6	75	0,806	1055,3	100	1,055

ВИДЫ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК, УСЛОВИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

На практике применяют кислотные обработки следующих видов: кислотные ванны, простые кислотные обработки, кислотные обработки под давлением, термохимические и термокислотные обработки, пенокислотные обработки и т. д.

Кислотная ванна предназначена для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т. д. Кислотные ванны в основном устанавливают в скважинах с открытым забоем. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15—20 %. Если кислотные ванны устанавливают в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 10—12 %. Объем раствора кислоты для установления ванны определяют обычным путем по формуле объема цилиндра и исходя из возможности полного перекрытия обрабатываемого интервала. Если диаметр ствола скважины имеет значительные изменения, то объем рабочего раствора кислоты определяют с учетом этих изменений (если отклонение диаметра скважины по кавернограмме равно 2—5 см, то объем цилиндра надо умножить на коэффициент 1,1; если отклонение диаметра больше 5 см, то значение коэффициента равно 1,2). Кислоту оставляют на забое скважины для реагирования на 16—24 ч (точный срок устанавливают для каждого месторождения опытным путем на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его на забое). По истечении этого срока забой очищается от продуктов реакции обратной промывкой. В качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Если после кислотной ванны планируется сразу прямая промывка забоя, то в качестве продавочной жидкости надо применять нефть. В водонагнетательных скважинах все операции проводятся с использованием воды. При установлении ванны в скважинах газовых и газоконденсатных месторождений выброс отработанного раствора кислоты вместе со шламом проводят открытием задвижки на скважине.

Простые кислотные обработки предназначены для воздействия растворами кислоты на породы призабойной зоны как для разработки ее порового пространства, так и для выноса загрязняющих призабойную зону материалов за счет увеличения проницаемости пород.

Простые кислотные обработки можно применять в скважинах с открытым забоем и в скважинах, обсаженных колонной.

Подготовка скважины заключается прежде всего в тщательной очистке ее от забойной пробки. Если на забое имеются парафино-смолистые и асфальтено-смолистые вещества, их удаляют путем установки ванны из растворителя, а затем — медленной промывки этим же растворителем. Перед кислотной обработкой в скважине также проводят исследования: определяют продуктивность, динамический и статический уровни, забойное и пластовое давления и т. д.

Концентрация рабочего раствора кислоты принимается равной 15—20 %. Объемы раствора кислоты для простых обработок в расчете на 1 м толщины пласта (интервала перфорации) приводятся ниже.

Объем раствора кислоты (м³) для

1 м толщины пласта при:

первичной обработке

вторичной обработке

Тип пород

0,4—0,6

0,6—1,0

Малопроницаемые,
тонкопористые

0,6—1,0

1,0—1,5

Высокопроницаемые

Обработку пласта раствором соляной кислоты осуществляют через НКТ в три этапа: предварительное подкачивание нефти (в нефтяных добывающих скважинах) или воды (в водонагнетательных скважинах); закачивание рабочего раствора кислоты; продавливание раствора кислоты в пласт.

При обработке открытого ствола скважины количество продавочной жидкости выбирают исходя из объема НКТ, если планируется оставление раствора кислоты за трубами напротив открытого ствола, или исходя из объема труб плюс объема интервала обработки за трубами (такой же объем продавочной жидкости предусматривается для обсаженных скважин).

При первичных обработках с целью более полного охвата всей толщины пласта рекомендуемое давление продавливания составляет 8—10 МПа. При последующих обработках необходимо стремиться к максимальному увеличению скорости продвижения кислоты по пласту для достижения наиболее глубокого проникновения ее от ствола скважины в породу.

Ориентировочно рекомендуют следующие сроки выдерживания растворов кислоты на забое скважины:

от 8—12 до 24 ч, если раствор кислоты оставляют в открытом стволе;

до 2 ч, если весь раствор кислоты продавливается в пласт и температура на забое 15—30 °С;

1—1,5 ч, если весь раствор кислоты продавливается в пласт и температура на забое 30—60 °С.

По истечении времени реагирования забой водонагнетательной скважины промывают водой (прямая и обратная промывки) для удаления продуктов реакции. После очистки забоя нефтяная добывающая скважина сразу же вводится в эксплуатацию, если в качестве продавочной жидкости применялась нефть. Если в нефтяной добывающей скважине продавочной жидкостью служила вода, то в нее добавляют ПАВ для облегчения выноса этой воды из пласта после обработки.

Кислотные обработки под давлением предназначаются в основном для воздействия на малопроницаемые интервалы пласта путем одновременного исключения или ограничения поглощения кислоты высокопроницаемыми интервалами. Этого можно достигнуть или разделением высокопроницаемых интервалов пакером, или предварительным созданием буфера при закачивании высоковязкой эмульсии типа «кислота в нефти». Таким образом можно значительно увеличить охват всей толщины продуктивного пласта воздействием кислоты.

Кислотные обработки под давлением (КОД) проводят в скважинах с открытым стволом (в данном случае они являются третьими операциями после кислотной ванны и простой кислотной обработки) и в обсаженных скважинах (здесь они вторые после простой кислотной обработки).

Подготовка скважин к проведению КОД аналогична подготовке к простым кислотным обработкам. Дополнительно определяют только местоположение высокопроницаемых интервалов путем снятия профилей приемистости при закачивании нефти в нефтяные добывающие скважины и воды — в водонагнетательные скважины.

Затем в скважину на НКТ спускают пакер с якорем. Если скважина имеет открытый ствол, пакер устанавливают на 2—5 м выше башмака обсадной колонны, в случае обсаженной скважины — на 2—5 м выше верхних отверстий перфорации.

Герметичность посадки пакера и устьевого оборудования определяют следующим образом. При непосаженном пакере затрубное пространство через НКТ заполняют нефтью (в нефтяных добывающих скважинах) или водой (в водонагнетательных скважинах), затем производят посадку пакера и закачивают в НКТ жидкость под давлением не ниже 8—10 МПа. При этом одновременно определяют и приемистость пласта, что позволяет уточнить необходимость применения нефтекислотной эмульсии.

Объем и концентрацию раствора кислоты при проведении КОД обуславливают следующие факторы.

Малопроницаемые интервалы продуктивных пластов, особенно чисто карбонатных, чаще всего сложены тонкопористыми породами и для воздействия на них нужен меньший объем раствора кислоты, чем для пород с высокой проницаемостью и пористостью. Кроме того, в тонкопористых породах отношение объема кислоты в поре к реагируемой поверхности настолько мало, что скорость реакции раствора кислоты с породой очень высока. Таким образом, скорость и давление закачивания раствора кислоты могут быть недостаточными для сохранения его активности при движении в поровом пространстве с целью воздействия на определенный радиус этой зоны. Поэтому необходимо применять уменьшенные объемы раствора кислоты, но с повышенной концентрацией — до 15—16 %, а в отдельных случаях и до 20 %. Следует также учитывать уменьшение требуемого объема кислоты в связи с перекрытием части продуктивного пласта высоковязкой нефтекислотной эмульсией, количество которой можно определить по результатам исследований скважинными расходомерами.

Нейтрализация кислоты, входящей в состав эмульсии, происходит намного медленнее, чем нейтрализация чистого раствора кислоты. Следовательно, с помощью нефтекислотной эмульсии можно создавать не только буфер при закачивании кислоты в малопроницаемые породы, но и обеспечить более глубокую обработку кислотой высокопроницаемых пропластков.

Наилучшие результаты получают при использовании нефтекислотных эмульсий, содержащих 70—80 % соляной кислоты 10—12 %-ной концентрации. В зависимости от продолжительности и способа перемешивания нефти с таким содержанием кислоты получают эмульсии вязкостью от 0,2 до 10 Па·с.

К легким нефтям добавляют следующие присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль. Рекомендуется также добавление термостойких эмульгаторов: диаминдиолеата, аминов, алкиламидов в количестве 0,25—1,0 %. Перед приготовлением эмульсии из легких нефтей эмульгаторы растворяют: алкиламиды — предварительно в течение 20—30 мин в соляной кислоте 20—25 %-ной концентрации с последующим добавлением кислоты 13—15 %-ной концентрации; амины — в нефти, дизельном топливе, керосине.

Рекомендуются следующие составы эмульсий из легких нефтей:

60 % раствора кислоты 13 %-ной концентрации + 39 % нефти + 1 % алкиламидов;

70 % раствора кислоты 15 %-ной концентрации + 29,75 % нефти + 0,25 % аминов;

60 % раствора кислоты 15 %-ной концентрации + 39,5 % нефти + 0,5 % аминов.

Период стабильности эмульсии 1—4 ч.

Эмульсию можно приготовить путем перемешивания кислоты с нефтью с помощью насосов цементировочного агрегата ЦА-320М, который соединяется с основным агрегатом, закачивающим жидкости в скважину (например, Азинмаш-30А).

В одну половину бункера агрегата закачивают нефть в требуемом количестве, затем с помощью водяного насоса начинают перекачивать нефть в другую половину бункера. Как только установится циркуляция нефти, в первую половину бункера начинают малыми порциями подавать раствор кислоты. В результате интенсивного перемешивания раствора кислоты с нефтью образуется эмульсия. Посредством основного насоса цементировочного агрегата образованная эмульсия из второй половины бункера вновь перекачивается в первую. Одновременно в эту половину бункера продолжает поступать раствор кислоты до требуемого объема. Перекачивание жидкости продолжается до получения эмульсии требуемой вязкости. Если объема эмульсии, приготовленной в бункере цементировочного агрегата, недостаточно, то ее сливают, готовят вторую порцию.

Кроме этого способа, можно быстро и в любом количестве приготовить эмульсию путем одновременного прокачивания раствора кислоты и нефти через штуцер диаметром 6—12 мм.

КОД осуществляется следующим образом.

Приготовленную эмульсию в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивают в скважину при открытом затрубном пространстве и непосаженном пакере. Затем сажают пакер и продолжают закачивание эмульсии. Из-за возможности возникновения больших гидравлических сопротивлений эмульсию не обязательно закачивать на большой скорости. Если нет необходимости в применении эмульсии, то процесс КОД начинают с закачивания раствора кислоты.

После окончания закачивания эмульсии в скважину без перерыва закачивают раствор кислоты в объеме НКТ, затем темп закачивания остального объема раствора кислоты резко повышают. При КОД без эмульсии высокий темп закачивания раствора кислоты должен быть с самого начала его подачи в скважину. Не снижая давления, в скважину закачивают продавочную жидкость (нефть или воду в зависимости от категории скважин), закрывают кран на цементировочной головке и оставляют скважину до полного спада или установления постоянного давления.

Для первых обработок с применением эмульсий рекомендуется следующее время выдерживания: при температуре забоя 15—30 °С — 3 ч; при температуре 30—80 °С — около 2 ч; при температуре 80 °С и более время выдерживания не планируется, а скважину сразу вводят в эксплуатацию.

По результатам анализа проб отработанного раствора (8—10 проб при одной обработке) на 3—4 скважинах окончательно устанавливают время выдерживания растворов кислот и эмульсий в пласте.

По истечении времени выдерживания раствора кислоты (или эмульсии и раствора кислоты) из скважины извлекают НКТ с пакером и вводят ее в эксплуатацию с более частым определением ее производительности. Для более правильной оценки эффективности проведенной кислотной обработки желательно скважину эксплуатировать при том же режиме, что и до обработки.

Эффективность обработки малопроницаемых пород можно повысить за счет двухстадийного закачивания раствора кислоты. Вначале в пласт закачивают 2—3 м³ кислотного раствора и оставляют скважину под давлением 12—15 МПа и более в течение нескольких часов, а затем, после снижения давления до 5—7 МПа, закачивают вторую порцию раствора кислоты в количестве 5—7 м³.

Для повышения эффективности воздействия на пласт можно применять также серийную солянокислотную обработку, заключающуюся в последовательном (3—4 раза) закачивании растворов кислоты с интервалами между обработками 5—10 дней.

Для скважин, на забое которых имеются отложения парафина, смол и асфальтенов, применяют термохимическую и термокислотную обработки.

Термохимическая обработка — это воздействие на забой горячей кислотой, получаемой за счет теплового эффекта экзотермической реакции (с выделением тепла) между кислотой и магнием или некоторыми его сплавами, например с алюминием. Однако после полной нейтрализации кислоты породой хлористый алюминий не удерживается в растворе и выпадает в осадок в виде объемистой массы гидрата окиси алюминия. Поэтому допустимо применение магниевых сплавов с алюминием только в случаях, когда полностью исключается возможность задавливания рабочей жидкости в пласт и обеспечивается вынос всех продуктов реакции на поверхность.

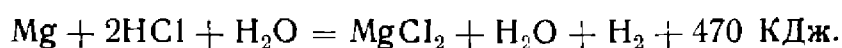
Термокислотная обработка — это комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно осуществляемым вслед за первым, — простая кислотная обработка или кислотная обработка под давлением.

Во всех случаях термохимический процесс целесообразен для месторождений с температурой пласта 15—40 °С и в основном в скважинах с открытым стволом из-за высокой коррозионной активности горячей кислоты и ограниченности ингибиторов для условий высокой температуры.

Второй этап термокислотных обработок ничем не отличается от простых кислотных обработок и обработок под давлением.

Термохимическую обработку можно применять и как самостоятельный процесс.

Количество теплоты, выделяемой при растворении магния в соляной кислоте, определяется из уравнения (для 1 моля магния):



При растворении 1 кг магния в соляной кислоте выделяется 18,9 МДж теплоты. Для растворения 1 кг магния необходимо 18,6 л соляной кислоты 15 %-ной концентрации. Но при этом вся кислота превратится в нейтральный раствор хлористого магния с температурой более 300 °С. Поэтому необходимо, чтобы магний растворялся в значительно большем объеме кислоты и на его растворение была бы израсходована только часть активной кислоты. В табл. 124 приводятся необходимые количества соляной кислоты 15 %-ной концентрации для растворения различного количества магния.

Для забойных условий (20—30 °С) оптимальным является соотношение 70—100 л соляной кислоты 15 %-ной концентрации для растворения 1 кг магния при расчетной температуре на выходе из наконечника (трубы для зарядки магнием) от 75 до 80 °С и остаточной концентрации кислоты 11—12,2 %.

Рекомендуемые формы магния в зависимости от пластового давления приводятся в табл. 125.

Применяют реакционные наконечники двух конструкций: для зарядки магнием в виде стружки и стержней или брусков. Обычно рекомендуют применение наконечников вместимостью 40—100 кг магния, через которые прокачивают соответственно от 4 до 10 м³ соляной кислоты 15 %-ной концентрации для нагре-

Таблица 124

Увеличение температуры, °С	Количество соляной кислоты 15%-ной концентрации (л) на количество магния в кг					Остаточная концентрация соляной кислоты, %
	1	40	60	80	100	
120	50	2000	3000	4000	5 000	9,6
100	60	2400	3600	4800	6 000	10,5
85	70	2800	4200	5600	7 000	11,0
75	80	3200	4800	6400	8 000	11,4
60	100	4000	6000	8000	10 000	12,2
50	120	4800	7200	9600	12 000	12,7

вания ее до 60 °С (или другие объемы в зависимости от необходимой температуры).

Одна из конструкций вставного наконечника состоит из корпуса и реакционной камеры из НКТ диаметром 43 мм для загрузки магния в форме брусков или круглых стержней диаметром 30 мм. Длина наконечника зависит от количества загружаемого магния. В верхней части наконечника имеются отверстия диаметром 8 мм для прохождения кислоты. После подъема плунжера скважинного насоса верхняя труба наконечника соединяется со штангами и он спускается во внутрь НКТ. Нижняя труба наконечника оканчивается полым конусом размером под коническое седло нижнего клапана скважинного насоса. При посадке конуса наконечника на седло клапана перекрывается цилиндр насоса, что исключает доступ в насос как холодной, так и горячей кислот. К нижнему концу наконечника присоединяют трубу-фильтр диаметром 25 мм, длиной 2,5—3,0 м, к которой крепят термограф или монотермограф. В нижней трубе наконечника (выше полого конуса) устанавливают пластину-решетку для удержания магниевых стержней и перекачивания через нее горячей кислоты.

При термообработке соляная кислота через НКТ попадает во внутрь реакционной камеры, реагирует с магнием и в нагретом состоянии выбрасывается через фильтр скважинного насоса на стенки ствола скважины в обрабатываемом интервале.

Скорость прокачивания кислоты выбирается таким образом, чтобы в течение всего процесса в наконечнике равномерно изменялась активность кислоты на реакцию с магнием, достигались одинаковый ее нагрев и одинаковая остаточная кислотность всего объема ее раствора.

Таблица 125

Пластовое давление, МПа	Форма магния	Площадь сечения, см²
3 и более	Стружка	—
До 1,0	Стержни круглой, квадратной и других форм	10—15
1,0—3,0	То же	1—5

Таблица 126

Интервал времени прокачивания	Объемный расход соляной кислоты (л/с) при диаметре наконечника, мм								
	100					75			
	Диаметр × число стержней в пачке								
	10×70	20×19	30×7	40×4	54×1	10×40	20×9	30×3	40×1
I	3,7	2,6	3,3	2,8	3,2	3,7	3,8	5,4	4,4
II	4,4	3,1	3,4	3,0	3,1	4,3	4,1	5,3	4,2
III	4,8	3,4	3,5	2,9	2,9	4,8	4,3	5,0	4,0
IV	5,2	3,7	3,5	2,9	2,8	5,2	4,5	4,8	3,8
V	5,5	3,8	3,5	2,9	2,6	5,5	4,5	4,5	3,6
VI	5,7	3,9	3,4	2,7	2,4	5,7	4,3	4,1	3,3
VII	5,7	3,8	3,1	2,5	2,2	5,7	4,1	3,7	2,9
VIII	5,4	3,5	2,8	2,2	2,0	5,4	3,5	3,2	2,6
IX	4,9	3,0	2,3	1,8	1,6	4,9	3,2	2,7	2,1
X	2,7	1,6	1,3	0,9	0,7	2,7	1,5	1,2	0,9

В табл. 126 приведены расчетные объемные расходы соляной кислоты (л/с), прокачиваемой через наконечник с внутренними диаметрами 100 и 75 мм, с нагрузкой магния массой 40 кг и при объеме кислоты, равном 100 л на 1 кг магния.

Как видно из табл. 126, весь период прокачивания кислоты разделен на 10 интервалов времени. По условиям за каждый интервал времени должно быть прокачено 400 л кислоты и растворено 4 кг магния (так как $4000 \text{ л} : 10 = 400 \text{ л}$, $40 \text{ кг} : 10 = 4 \text{ кг}$). Данные табл. 127 указаны для случая применения круглых стержней различных диаметров.

Делением объема кислоты, прокачиваемой за один интервал времени (400 л), на ее объемный расход за каждый интервал получаем время прокачивания за этот интервал. Например, для наконечника диаметром 75 мм и стержней диаметром 30 мм имеем:

$$\begin{aligned} \text{I} - \frac{400}{5,4} &= 1,25 \text{ мин}; \quad \text{II} - \frac{400}{5,3} = 1,25 \text{ мин}; \\ \text{III} - \frac{400}{5,0} &= 1,33 \text{ мин}; \quad \text{IV} - \frac{400}{4,8} = 1,83 \text{ мин и т. д.} \end{aligned}$$

С увеличением давления на уровне наконечника (столб жидкости в затрубном пространстве) скорость реакции кислоты с магнием сильно замедляется. Ниже приводятся данные о растворимости магния в растворе соляной кислоты 15 %-ной концентрации с увеличением давления.

Давление, МПа	0	1	2	3	6
Растворимость магния, %	100	62	36	21	6

При давлении 4,0 МПа и более поправка на давление настолько увеличит время прокачивания раствора соляной кислоты, что соблюдать такой режим будет практически невозможно. Тогда целесообразнее применять магний в виде стружек, шариков, а также в гранулах (размерами 0,5—2 мм). В этом случае в скважину спускают дозирующее устройство с клапаном и внутренней камерой,

заполненное магниевыми шариками или гранулами. Раскрытие клапана и высыпание необходимого количества магниевых гранул из камеры регулируют с устья, создавая необходимые расходы закачиваемой жидкости. Этот способ особенно эффективен для малодебитных скважин на старых площадях.

В качестве продавочной жидкости применяют нефть.

Сущность пенокислотной обработки заключается в продавливании в призабойную зону пласта смеси раствора соляной кислоты, ПАВ и воздуха (или газа). Кислотной пеной можно обрабатывать и карбонатные породы, и песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента. При пенокислотной обработке в результате замедления скорости растворения карбонатного материала в кислотной пене увеличивается глубина проникновения активной кислоты в пласт. При освоении скважины снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть — нейтрализованный раствор кислоты и расширение пузырьков воздуха в призабойной зоне обуславливают более полную очистку поровых каналов от продуктов реакции раствора кислоты с породой.

Раствор кислоты при закачивании в скважину аэрируется (газируется) в специальном аэраторе или эжекторе. Аэратор — это две концентрически расположенные НКТ с наружным диаметром 102 мм и внутренним 51 мм. Раствор кислоты с растворенным в нем ПАВ кислотным агрегатом подается в пространство между трубами диаметрами 102 и 51 мм, а воздух (или газ) закачивают в трубу диаметром 51 мм с отверстиями. Аэратор можно изготавливать сборно-разборным для быстрого подбора соответствующего числа отверстий при различных давлениях, а перфорированную трубу диаметром 51 мм составлять из отдельных патрубков.

На практике для ОПЗ аэрированной кислотой с добавлением ПАВ при условии работы одного компрессора типа УКП-80 ($Q=8$ м³/мин) рекомендуется устанавливать аэратор со следующим числом отверстий:

при давлении закачивания кислотной пены до 2 МПа — три патрубка с 1300 отверстиями в каждом и один патрубок с 700 отверстиями;

при давлении закачивания от 2 до 4 МПа — два патрубка с 1300 отверстиями и один патрубок с 700 отверстиями;

при давлении закачивания от 4 до 6 МПа — один патрубок с 1300 отверстиями и один патрубок с 700 отверстиями;

при давлении закачивания более 6 МПа — один патрубок с 1300—1500 отверстиями.

Диаметр отверстий 1,5—1,6 мм, расстояние между ними 10 мм, расположение отверстий — в шахматном порядке. После сборки перфорированных патрубков с помощью муфтовых соединений на конец трубы диаметром 51 мм навинчивают глухой патрубок длиной 300 мм. Степень аэрации или газирования (объем воздуха или газа в м³ на 1 м³ раствора кислоты с добавлением ПАВ) рекомендуется принимать равной 15—25 и более. В табл. 127 приведены концентрация и удельные расходы раствора соляной кислоты, а в табл. 128 — наиболее характерные оптимальные (по замедлению реакции) добавки ПАВ к кислоте перед ее аэрацией. Однако в каждом конкретном случае в лабораторных условиях необходимо определять устойчивость пены. Хорошие пенообразователи — это анионоактивные ПАВ, особенно ДС-РАС. Последний с минерализованной водой образует более устойчивую пену, чем с пресной водой. Поэтому ДС-РАС к пресной воде добавляется в количестве 2—3 %.

Таблица 127

Последовательность этапа или обработки	Концентрация соляной кислоты в растворе, %	Удельный расход раствора кислоты на 1 м толщины пласта, м³
1	8—10	0,5—0,7
2	10—12	0,7—1,2
3	15—18	1,5—2,0
4	18—20	2,0—2,5

С повышением концентрации аэрированного раствора кислоты от 15 до 25 % глубина проникновения кислотной пены в пористую среду увеличивается в 1,5—2 раза. Однако увеличивается и коррозионная активность кислотной пены в 1,5 раза. Поэтому рекомендуется применять следующие ингибиторы коррозии: катапин-А в количестве 0,1 % или смесь 0,4 %-ного реагента И-1-А и 0,8 % уротропина. Для стабилизации аэрированного раствора кислоты с ПАВ добавляют 1,5 % (от объема рабочего раствора кислоты) уксусной кислоты.

Таблица 128

ПАВ	Добавки ПАВ (%) при концентрации раствора кислоты		
	5	10	20
ДС-РАС	0,5	0,5	1,0
Сульфонол	0,5	0,5	—
Катапин-А	0,05	0,1	0,1
Карбозолин-О	0,05	0,1	0,1
ОП-7 и ОП-10	0,05	0,1	0,2
Дисолван	0,10	0,1	0,2

Обработку скважин аэрированным раствором кислоты с ПАВ надо проводить, постепенно повышая концентрацию и удельные расходы (см. табл. 127 и 128). Для устранения вредного влияния глинизации призабойной зоны и в условиях карбонизированных песчаников к раствору соляной кислоты добавляют еще до 3 % плавиковой кислоты.

При пенокислотных обработках на старых площадях в качестве пенообразователя используют гидрофобизирующий реагент марвелан-КО, который одновременно является и ингибитором коррозии. Его добавляют в количестве 3 кг на 1 м³ раствора кислоты; для обработки применяют 15—16 %-ный раствор кислоты объемом 30—40 м³. Уксусную кислоту добавляют в количестве 1 % от объема раствора кислоты.

В зависимости от пластового давления и объема закачиваемого раствора кислоты степень аэрации принимается равной 1—5. Время выдерживания скважины на реакцию — 12 ч.

Для продавливания аэрированного раствора кислоты используют нефть, а также природный газ высокого давления. По окончании обработки и завершении реакции резко снижается давление на устье и газ вместе с продуктами реакции выпускается в атмосферу. Это улучшает условия очистки обрабатываемого интервала.

Последовательность операций при пенокислотной обработке следующая:

обвязывание наземного оборудования: если давление на устье меньше давления компрессора, то кислотный агрегат и компрессор соединяют через аэратор параллельно, в противном случае — последовательно с промежуточным вводом сжатого газа от компрессора;

подъем плунжера и конуса насоса в скважинах, оборудованных штанговыми насосами;

добавление в раствор соляной кислоты ПАВ;

закачивание в скважину нефти для повышения уровня жидкости до статического;

закачивание аэрированного (газированного) раствора кислоты в скважину; продавливание кислотной пены в пласт нефтью;

выдерживание скважины под давлением для завершения реакции;

освоение и пуск скважины в эксплуатацию.

КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН С ТЕРРИГЕННЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

При планировании кислотных обработок в терригенных коллекторах (песчаниках, алевролитах и т. д.) необходимо учитывать следующие особенности:

если в карбонатных породах кислота образует каналы растворения различной глубины, то в песчаниках кислота проникает радиально от фильтрующей поверхности и образует круговой или близкий к нему контур проникновения;

если в карбонатных пластах кислота все время находится в контакте с неограниченным количеством карбонатной породы и поэтому полностью нейтрализуется, то в терригенных коллекторах первая порция кислоты полностью растворяет карбонаты и, продвигаясь вглубь, нейтрализуется, поэтому после прекращения задавливания кислоты в пристволенной части пород создается зона кислоты с почти первоначальной активностью.

Применяются обработки кислотой скважин с терригенными коллекторами следующих видов:

солянокислотные обработки;

обработка глинокислотой (грязевой кислотой), т. е. смесью соляной и плавиновой кислот;

двухрастворные обработки с задавливанием в пласт сначала соляной кислоты, затем глинокислоты.

Солянокислотные обработки предназначены для растворения продуктов коррозии в нагнетательных скважинах и кальцитовых отложений в трубах, на фильтре, забое, иногда и в призабойной зоне, выделившихся из пластовых вод при эксплуатации нефтяных добывающих скважин, а также для растворения карбонатов при высоком их содержании (10—25 % и выше).

Подготовка водонагнетательной скважины к проведению в ней солянокислотной обработки заключается в свабировании (гидросвабировании) с последующей прямой и обратной промывками, а нефтяной добывающей скважины — в от-

бивке забоя, удалении пробки (при наличии ее на забое), удалении парафинистых, асфальто-смолистых отложений с помощью ванн из кислоты, растворителя и промывкой растворителем, горячей нефтью.

Рекомендуемая концентрация соляной кислоты в рабочем растворе — 12—15 %. Для обработки рекомендуют следующие объемы раствора кислоты:

0,1—0,15 м³ на 1 м толщины обрабатываемого пласта при обработке поверхности ствола и пристволенной части призабойной зоны;

0,75—1,0 м³ на 1 м толщины пласта при обработке призабойной зоны и системы трещин в скважинах, находящихся в освоении после бурения;

1,5—2,0 м³ на 1 м толщины пласта при обработке призабойной зоны и системы трещин во время эксплуатации скважин.

В рабочие растворы кислоты обязательно добавляют ингибиторы и ПАВ. Для водонагнетательных скважин применяют неионогенные ПАВ (например, ОП-10), для нефтяных добывающих скважин — катионоактивные ПАВ (например, катапин-А, марвелан-КО). При обработке водонагнетательных скважин в рабочие растворы кислоты добавляют до 3 % уксусной кислоты.

Продавочной жидкостью для водонагнетательных скважин служит вода, для нефтяных добывающих — вода с добавлением в первые 1—2 м³ катионоактивного ПАВ.

При обработке поверхности ствола и пристволенной части раствор кислоты задавливают при минимальной скорости, т. е. при минимальном давлении на устье, обеспечивающем поглощение его пластом. При обработке призабойной зоны и системы трещин первые 2—3 м³ задавливают при минимальной скорости, а остальную часть — при высоком давлении на устье для обеспечения раскрытия системы трещин.

В табл. 129 приводятся составы рабочих растворов соляной кислоты (в %) для обработки скважин с терригенными коллекторами.

Обработку глинокислотой применяют при отсутствии или минимальном (менее 0,5 %) содержании в составе пород карбонатов, в результате реакции с которыми выпадает нерастворимая соль CaF_2 :



Т а б л и ц а 129

Компонент	Содержание компонентов, %, в растворах					
	I	II	III	I	II	III
	для водонагнетательных скважин			для нефтедобывающих скважин		
Соляная кислота	15	12	12	15	15	12
Уксусная кислота	3	3	3	—	—	2
Ингибиторы:						
Катапин-А	0,05	—	—	—	—	—
В-2	—	0,3—0,4	—	—	0,3	—
Уротропин	0,2	—	0,4	—	—	0,4
И-1-А	—	—	0,2	—	—	0,2
ПАВ:						
ОП-10	0,3	0,2	0,2	—	—	—
Марвелан-КО	—	—	—	—	0,5—0,3	0,5—0,3
Катапин-А	—	—	—	0,2	—	—

Перед обработкой глинокислотой водонагнетательных скважин необходимо проведение солянокислотной обработки с целью растворения и удаления с забоя продуктов коррозии и других взвешенных частиц, растворимых хотя бы частично в соляной кислоте.

Объект действия соляной кислоты — силикатные породообразующие минералы: алюмосиликаты глин глинистого раствора, проникшего в поровое пространство пласта при бурении, и кварцевый материал пласта.

Объем глинокислоты выбирают из такого расчета, чтобы не вызвать дезагрегацию (разрушение) пород и в итоге — разрушение пласта. Поэтому для первичных обработок рекомендуется 0,3—0,4 м³ раствора глинокислоты на 1 м толщина пласта. Если породы продуктивного пласта трещиноватые, то объем раствора глинокислоты для первичных обработок можно увеличить до 0,75—1,0 м³ на 1 м толщины пласта. Рекомендуют состав растворов глинокислоты: смесь плавиковой кислоты 3—5 %-ной концентрации с соляной кислотой 10—12 %-ной концентрации.

Для сильно заглинизированных при бурении скважин количество плавиковой кислоты в смеси с соляной кислотой 15 %-ной концентрации можно довести до 6 %.

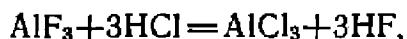
Требованиям глинокислотной обработки наиболее соответствует плавиковая кислота, содержащая 40 % фтористого водорода (HF), 0,1 % кремнефтористоводородной кислоты H₂SiF₆ и 0,05 % серной кислоты. Техническую плавиковую кислоту упаковывают и транспортируют в сосудах, изготовленных из свинца, парафина, воска, специальных сортов эбонита, различных пластмасс. Стекло и керамика разлагаются плавиковой кислотой.

Второй компонент глинокислоты — соляная кислота оказывает большое влияние на эффективность обработки.

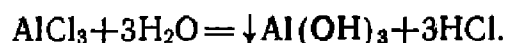
Выделяющийся при обеих реакциях газообразный SiF₄ вступает в реакцию с водой, образуя при этом кремниевую кислоту



H₂SiO₃ в нейтральной среде выпадает в осадок в виде студнеобразного геля, закупоривающего пласт. Соляная кислота предотвращает выпадение геля, так как в кислотной среде кремниевая кислота находится в растворенном состоянии. Кроме того, при реакции соляной кислоты с малорастворимой солью AlF₃ образуется хорошо растворимая соль AlCl₃:



которая в нейтральной среде образует гелеобразную гидроокись алюминия



Присутствие соляной кислоты также предотвращает выпадение гидроокиси алюминия.

Глинокислоту лучше готовить, растворяя в растворе соляной кислоты технический бифторид-фторид аммония. Для приготовления 1 м³ глинокислоты требуется 100—120 кг бифторид-фторид аммония. Во избежание контактирования с промывочной водой в скважине перед проведением обработки раствором глинокислоты в НКТ закачивают 4—8 м³ нефти. Раствор глинокислоты весь задавливают в пласт и выдерживают 8—12 ч, после чего скважину вводят в эксплуатацию. Первые 2—3 м³ раствора глинокислоты задавливают при ми-

нимальном давлении, а большую его часть — при давлении, близком к давлению закачивания воды (в водонагнетательной скважине).

Двухрастворная обработка предназначена для воздействия на терригенные коллекторы, содержащие карбонаты в количестве 0,5 % и более. В СССР подавляющее большинство месторождений этого типа и поэтому двухрастворная обработка наиболее распространена.

Назначение раствора соляной кислоты — растворение продуктов коррозии и других привнесенных загрязняющих материалов и выщелачивание карбонатов из призабойной зоны.

Объем глинокислоты ($V_{гк}$), необходимый для задавливания на расстоянии R от стенки скважины и на 1 м толщины пласта, определяется по формуле

$$V_{гк} = \pi (R^2 - r^2) m,$$

где r — радиус скважины, м; m — пористость, доли.

Количество карбонатов (CaCO_3) P , подлежащее удалению из запланированной зоны задавливания плавиковой кислоты (на 1 м толщины пласта), определяется по формуле

$$P_{\text{CaCO}_3} = \pi (R^2 - r^2) da,$$

где d — плотность пород, кг/м³; a — содержание CaCO_3 в породе, %.

Из уравнения реакции растворения CaCO_3 в соляной кислоте следует, что для растворения 1000 кг CaCO_3 требуется 4,56 м³ соляной кислоты 15 %-ной концентрации или 5,43 м³ той же кислоты 12 %-ной концентрации. Принимая $m=0,2$ (20 %), получим следующее выражение для расчета объема первого раствора — соляной кислоты ($V_{ск}$) в м³:

$$V_{ск} = 0,2 \cdot 4,56 \pi (R^2 - r^2) d.$$

В табл. 130 приведены данные расчета количества растворов соляной кислоты (15 %-ной концентрации) и глинокислоты на 1 м толщины пласта для

Таблица 130

Расстояние воздействия глинокислоты от стенок скважины R , м	Содержание CaCO_3 в породе пласта, %											
	0,5		1,0		2,0		5,0		10,0		20,0	
	Объемы растворов, м ³ /м											
	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II
0,4	0,04	0,15	0,075	0,15	0,15	0,15	0,38	0,15	0,75	0,15	1,50	0,15
0,7	0,10	0,42	0,21	0,42	0,42	0,42	1,05	0,42	$\frac{2,1}{1,35}$	0,42	$\frac{4,2}{2,7}$	0,42
1,0	0,18	0,72	0,36	0,72	0,72	0,72	1,80	0,72	$\frac{3,6}{1,5}$	0,72	$\frac{7,2}{3,0}$	0,72
1,5	0,41	1,65	0,82	1,65	1,65	1,65	$\frac{4,1}{2,3}$	1,65	$\frac{8,2}{1,6}$	1,65	$\frac{16,5}{9,3}$	1,65

П р и м е ч а н и е. В числителе дроби — объем раствора соляной кислоты при первичной обработке на расстояние по радиусу, приведенному в предыдущей строке; в знаменателе — объем раствора соляной кислоты для вторичной обработки.

пород пористостью $m=0,2$, плотностью 2200 кг/м^3 и с различным содержанием CaCO_3 , для задавливания глиноукислоты на 0,4; 0,7; 1,0 и 1,5 м от стенок скважины в глубь пласта.

С целью наиболее полного выщелачивания карбонатов первым раствором и наибольшего растворения силикатных материалов вторым раствором закачивание обоих растворов ведется замедленно. Продавочной жидкостью может быть вода с добавлением катионоактивных ПАВ для нефтяных добывающих скважин, вода с добавлением неионогенных ПАВ для водонагнетательных скважин, газ и вода для газовых добывающих скважин.

Время выдерживания скважины для реакции составляет 8—12 ч; при высокой температуре — 6—8 ч.

ОБРАЗОВАНИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ И МЕТОДЫ ЕГО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

При разработке нефтяных и газовых месторождений встречаются осложнения — образование отложений неорганических солей из попутно добываемой воды.

Основные компоненты большинства этих отложений — это карбонат кальция (CaCO_3), сульфат кальция (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4), сульфат бария (BaSO_4), хлористый натрий (NaCl). В составе отложений имеются различные примеси: сульфаты и карбонаты стронция, бария, радия, магния и т. д., а также продукты коррозии, сульфид железа. Большинство отложений имеет кристаллическую структуру.

Выпадение какого-либо компонента в осадок происходит тогда, когда концентрация этого компонента или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию. Превышение равновесной концентрации может происходить за счет возрастания фактической концентрации солеобразующего иона при смешивании вод разного состава, несовместимых друг с другом, или за счет снижения растворимости при изменении температуры, давления, интенсивности испарения воды, выделения газов, которые приводят к перенасыщению вод (растворов) тем или иным компонентом.

Совместимость же вод означает способность их смеси сохранять в течение длительного времени свой химический состав, не выделяя из раствора твердые, неорганические соединения.

Закачиваемая природная вода иногда содержит большое количество сульфатов. Обогащение этой воды сульфатами может происходить и непосредственно в пластах за счет выщелачивания сульфатонесных коллекторских пород, а пресные воды, содержащие кислород, обогащаются сульфатами в результате окисления содержащихся в продуктивных пластах сульфидов железа.

В некоторых случаях обогащение закачиваемой воды сульфатами может происходить при смешивании с остаточной (связанной) водой.

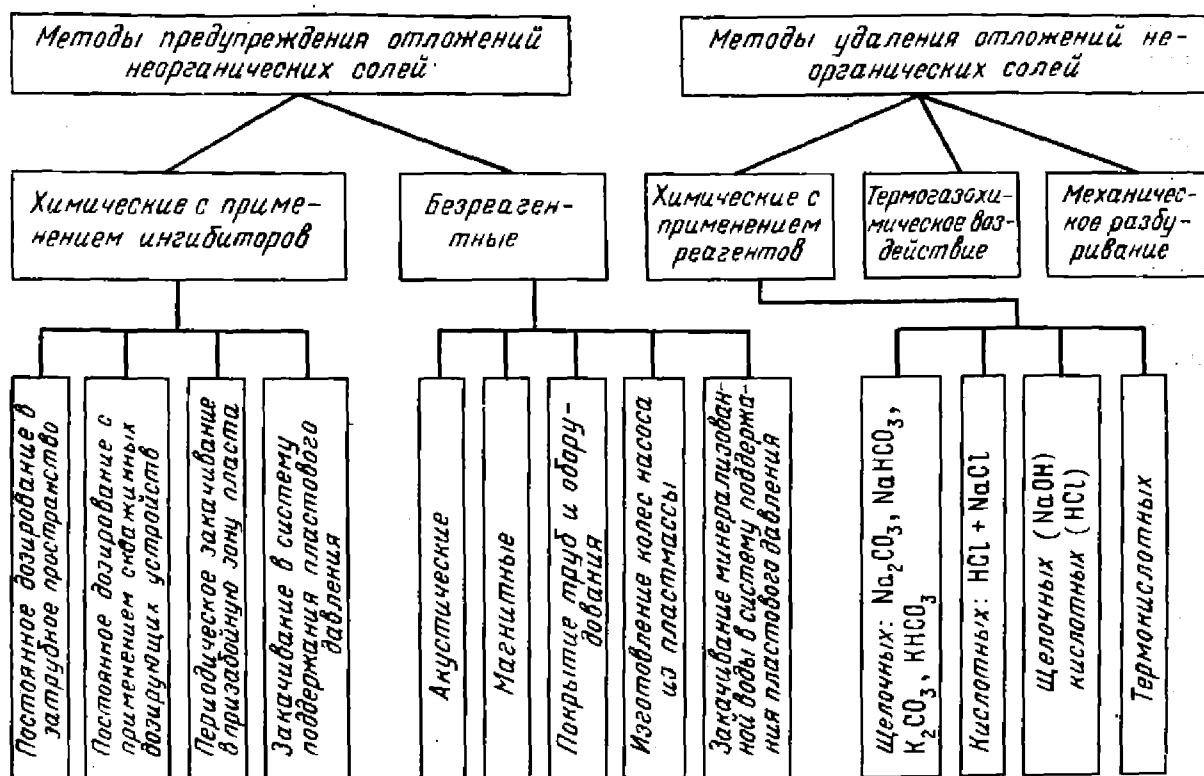
В промысловых условиях для быстрой оценки природы осадков можно пользоваться следующими приемами:

1. Визуальный осмотр осадка и отмывание его от нефти органическим растворителем (бензолом, бензином и др.). Плотный светлый осадок с длинными кристаллами перламутрового отлива — это гипс. Если осадок сохранил первоначальный темно-серый или коричневый цвет после обработки его растворителем, то это показывает на присутствие сульфида или окиси железа.

2. Испытание слабыми (4 %-ными) соляной или уксусной кислотами. При этом растворение осадка с выделением пузырьков газа показывает наличие карбоната кальция CaCO_3 .

3. Испытание соляной кислотой 15 %-ной концентрации. При этом выделяется сероводород, остается светлый нерастворимый осадок — сульфаты бария, стронция или кальция. Сульфат кальция проверяется с использованием хлористого бария: если плотный осадок не растворяется, его растирают в поро-

Схема. 1. Методы предупреждения и удаления отложений неорганических солей при эксплуатации нефтяных месторождений



шок и снова подвергают испытанию 15 %-ной HCl ; если порошок слабо растворяется без выделения пузырьков, а полученный раствор при добавлении в него BaCl_2 образует белый осадок — это гипс.

4. Испытание водным раствором NaOH 20—25 %-ной концентрации. Если происходит интенсивное растворение осадка, то это гипс.

Методы предупреждения и удаления отложений неорганических солей при эксплуатации нефтяных месторождений приводятся на схеме 1.

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) предназначается для увеличения проницаемости призабойной зоны путем расчленения породы пласта или расширения естественных трещин. Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости под высоким давлением, в большинстве случаев превышающим гидростатическое давление в 1,5—2 раза. Существует три основных вида ГРП: однократный, многократный, направленный (поинтервальный). Однократный ГРП предполагает создание одной трещины в продуктивном пласте;

многократный ГРП обеспечивает образование нескольких трещин. При направленном ГРП места образования трещин регулируются по продуктивному разрезу скважины.

Процесс ГРП состоит из следующих последовательно проводимых операций: закачивание в пласт жидкости разрыва для образования трещин; закачивание жидкости-песконосителя с песком, предназначенным для закрепления трещин; закачивание продавочной жидкости для продавливания песка в трещину. Общие требования ко всем трем жидкостям, называемым рабочими жидкостями, следующие:

рабочие жидкости не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость породы пласта, поэтому при ГРП в нефтяных добывающих скважинах применяют жидкости на углеводородной основе, а в водонагнетательных — на водной;

свойства рабочих жидкостей должны обеспечивать наиболее полное удаление их из созданных трещин и порового пространства пород; рабочие жидкости должны растворяться в пластовых жидкостях;

вязкость рабочих жидкостей должна быть стабильной в пластовых условиях в течение времени проведения ГРП.

Рабочая жидкость, при закачивании которой в призабойную зону пласта создается давление, достаточное для нарушения целостности породы, называется жидкостью разрыва. В зависимости от проницаемости пород оптимальная вязкость жидкости разрыва составляет 50—500 мПа·с. Иногда используются жидкости вязкостью 1000—2000 мПа·с.

Рабочая жидкость, используемая для транспортирования песка с поверхности до трещин и их заполнения, называется жидкостью-песконосителем. Она должна быть слабофильтрующей и иметь высокую пескоудерживающую способность. Низкой считается фильтруемость менее 10 см³ жидкости за 30 мин на приборе по определению водоотдачи глинистого раствора. Способность жидкости удерживать песок во взвешенном состоянии находится в прямой зависимости от вязкости. Повышение вязкости жидкостей достигается добавлением в них загустителей. Для углеводородных жидкостей загустителями служат соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (например, нефтяной гудрон) и другие отходы нефтепереработки, нефти некоторых типов, керосинокислотные, нефtekислотные, водонефтяные эмульсии (табл. 131).

В водонагнетательных скважинах для ГРП применяют воду, загущенную сульфит-спиртовой бардой (ССБ) и другими производными целлюлозы. ССБ бывает двух видов — жидкая и твердая. Вязкость исходного жидкого концентрата — 1500—1800 мПа·с. Добавление воды быстро снижает вязкость ССБ и способствует хорошему вымыванию ее из порового пространства. Для ГРП в основном применяют раствор ССБ вязкостью 250—800 мПа·с. Для ГРП применяют также смесь из 40 % концентрированной соляной кислоты и 60 % ССБ, т. е. сочетается ГРП с химическим воздействием. В смеси с ССБ соляная кислота медленно реагирует с карбонатами: 2—2,5 ч по сравнению с 30—40 мин при использовании обычного кислотного раствора. Однако в условиях пластовых температур 130—150 °С вязкость ССБ резко снижается. Поэтому более эффективно применение водных растворов карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) в количестве 1,5—2,5 % с добавлением иногда хлористого натрия до 20—25 %.

Рабочие жидкости		
Углеводородные	Водные растворы	Эмульсии
Дегазированная нефть	Сульфит-спиртовая барда	Гидрофобная водонефтяная эмульсия
Амбарная нефть	Вода	Гидрофильная водонефтяная эмульсия
Загущенная нефть	Растворы соляной кислоты	Нефтекислотные эмульсии
Мазут или его смеси с нефтями	Вода, загущенная различными реагентами	Керосинокислотные эмульсии
Керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами	Загущенные растворы соляной кислоты	

Продавочная жидкость при всех условиях должна обладать минимальной вязкостью для уменьшения потерь напора.

Песок предназначается для заполнения образовавшихся при ГРП трещин с целью предупреждения их смыкания после уменьшения давления ниже величины давления разрыва. Поэтому песок должен иметь достаточную механическую прочность и сохранять высокую проницаемость. Этим требованиям удовлетворяет хорошо окатанный однородный кварцевый песок. Применяют песок следующих фракций: 0,25—0,4; 0,4—0,63; 0,63—0,79; 0,79—1,0; 1,0—1,6 мм. В практике наиболее широко применяют кварцевые пески размером 0,4—1,2 мм.

Эффективность ГРП определяется раскрытостью и протяженностью созданных трещин: чем они больше, тем выше эффективность обработки. Для создания таких трещин в скважину закачивают от 4 до 20 т песка. При закачивании больших количеств песка для более глубокого проникновения его по трещинам рекомендуется первые партии (30—40 %) составлять из мелкозернистого песка (фракции 0,4—0,6 мм) с последующим переходом на более крупные фракции. Концентрация песка в жидкости-песконосителе зависит от фильтруемости и удерживающей способности жидкости и изменяется в пределах 100—300 кг на 1 м³ жидкости.

Объем жидкости разрыва устанавливают исходя из конкретных условий. По данным АзНИПИнефти, для плотных пород рекомендуются следующие объемы: 4—6 м³ на 1 м толщины пласта, если вскрытая перфорацией толщина пласта не более 20 м, если вскрытая толщина больше 20 м, то на каждые ее 10 м количество жидкости разрыва увеличивается на 1—2 м³.

Если породы слабосцементированные, рыхлые, то количество жидкости разрыва увеличивается в 1,5—2 раза по сравнению с объемом для плотных пород.

Объем жидкости-песконосителя

$$V_{жп} = Q_{п}/c,$$

где Q — количество закачиваемого при ГРП песка, кг; c — концентрация песка в жидкости, кг/м³.

$$c = 4000/v,$$

где v — скорость падения зерен песка в жидкости-песконосителе, м/ч (определяется опытным путем).

При выборе скважины для проведения в ней ГРП необходимо учитывать качество цементного кольца выше и ниже намеченного интервала разрыва, расстояние от водонефтяного контакта или водоносных горизонтов, состояние эксплуатационной колонны и устья скважины.

В выбранной для ГРП скважине проводят исследования: определяют дебит, забойное и пластовое давления, содержание воды в добываемой продукции. Для водонагнетательной скважины определяют коэффициент приемистости.

Перед ГРП осуществляют мероприятия по очистке забоя и призабойной зоны: промывки растворителями, ПАВ, кислотные обработки. Иногда проводят гидropескоструйную перфорацию (ГПП) в узком интервале пласта, в котором желательно создать трещину. Спускают НКТ (желательно диаметром 102 или 114 мм) с пакером и якорем. Гидроразрыв пласта начинают с определения зависимости приемистости скважины от давления закачивания жидкости. Для этого посредством одного насосного агрегата на первой или второй скоростях в скважину закачивают жидкость разрыва до момента установления давления на устье (обычно 10—15 мин). Замеряют расход жидкости и давление. Затем темп закачивания увеличивают, вновь замеряют расход жидкости и давление и т. д. Считается, что в пласте образуются трещины, если коэффициент приемистости (отношение расхода жидкости к давлению) при закачивании жидкости с максимальным расходом возрастет не менее чем в 3—4 раза по сравнению с коэффициентом приемистости при установившемся режиме закачивания жидкости одним насосным агрегатом. Если разрыв пласта не зафиксирован, то процесс повторяют с применением жидкости повышенной вязкости.

После установления факта разрыва пласта с целью дальнейшего развития трещин и облегчения ввода песка в них рекомендуют закачивать 3—4 м³ слабофильтрующейся жидкости повышенной вязкости. Затем закачивают жидкость с песком с объемной скоростью не ниже объемной скорости, при которой был зафиксирован разрыв пласта.

Продавочную жидкость (нефть для нефтяных добывающих и вода для водонагнетательных скважин) в количестве, равном объему НКТ (или больше), закачивают непосредственно за песчаножидкостной смесью без снижения темпов закачивания.

После завершения продавливания песчаножидкостной смеси в трещину скважину закрывают и оставляют в покое до момента снижения давления до нуля. Затем скважину промывают для удаления остатков песка и осваивают. Водонагнетательную скважину подвергают поршневанию для вымывания из трещины закачанной вязкой жидкости.

При большой перфорированной толщине пласта или нескольких интервалах осуществляют поинтервальные гидравлические разрывы. В этом случае уже обработанный интервал изолируют песчаной пробкой или специальными материалами, временно ограничивающими поступление жидкости в уже образованную трещину.

Гидropескоструйная перфорация. Для обеспечения сообщения пласта со скважиной в эксплуатационной колонне против продуктивного

пласта простреливают отверстия, т. е. проводят перфорацию. Применяемые при этом аппараты называют перфораторами, которые бывают пулевыми, торпедными (снарядными), беспулевыми (кумулятивными). Сейчас в основном применяют беспулевую перфорацию, основанную на использовании струй газов, образующихся при взрыве кумулятивных зарядов.

Сущность же гидropескоструйной перфорации (ГПП) заключается в закачивании под большим давлением (15—30 МПа) высокоабразивной песчаножидкостной смеси через насадку перфоратора. При этом струя жидкости с песком, истекая через сопло с большой скоростью, образует прорезь в обсадной колонне и канал или щель в цементном кольце и породе пласта. При ГПП не нарушается цементное кольцо, не деформируется колонна, облегчается и ускоряется освоение фонтанных скважин. ГПП также применяют для облегчения образования трещин в заданном интервале пласта при ГРП, для срезания обсадных, бурильных и насосно-компрессорных труб и т. д.

Технические характеристики различных перфораторов приводятся в табл. 132, 133 и 134.

Таблица 132

Кумулятивный перфоратор	Наружный диаметр, мм	Масса взрывчатого вещества одного заряда, г	Предельная температура, °С	Предельное давление, МПа	Максимальная плотность перфорации за 1 спуск, отв/м	Максимальная толщина вскрываемого интервала, м	Размеры пробитого канала при $\sigma_{сж} = 25$ МПа, мм	
							длина	диаметр

Корпусный многократного использования

ПК-105ДУ	105	21,5	180	100	12	3,5	190	10
ПК-95Н	95	17,5	200	120	12	3,5	300	12

Корпусный однократного использования

ПКО-89	89	50	200	60	6	10	330	14
ПКОТ-89	89	50	200	120	6	10	330	14

Корпусный на насосно-компрессорных трубах

ПНК-89	89	50	120	60	6	50	330	14
ПНКТ-89	89	50	170	100	6	50	330	14

Бескорпусный полуразрушающийся

ПКС-105Т	105	50	150	80	6	30	350	14
ПКС-80Т	80	21,5	150	80	6	30	200	10

Бескорпусный полностью разрушающийся

КПДУ-65	65	30	150	80	8	30	250	12
ПР-54	54	15	150	80	10	25	200	12

Таблица 133

Фугасная торпеда	Максимальный наружный диаметр, мм	Характеристика заряда			Максимальная температура, °С	Максимальное давление, МПа
		диаметр, мм	длина, мм	масса комплекта, кг		
ТШ-35	40	35	2020	2,9	100	50
ТШ-50	55	50	1470	4,5	100	50
ТШ-65	70	65	990	5,2	100	50
ТШТ-9/22	22	9	1200	0,12	160	80
ТШТ-25/28	28	25	700	0,55	160	80
ТШТ-65/70	70	65	500	2,6	130	80
Ф-2	60	50	1000	2,7	120	50
ФТ-60	60	48	1000	2,2	170	80
ТДШ-25	25	Детонирующий шнур			100	50

Гидропескоструйный перфоратор конструкции ВНИИ предназначен для создания каналов и щелей в скважинах, обсаженных колоннами диаметром 146, 168 и 219 мм. Корпус перфоратора имеет десять гнезд для держателей насадок и заглушек. Располагая насадки различным образом, можно создавать горизонтально-круговые или вертикальные щели в пласте. Насадки перфоратора диаметром 3, 4, 5 и 6 мм и длиной 20 мм имеют конусоидальный вход, их изготавливают из абразивностойких сплавов. Для создания круговых горизонтальных щелей или каналов применяют глубинный вращатель.

В скважину перфоратор спускают на НКТ. В заданном интервале перфоратор центрируется специальным фиксатором. После промывки скважины в НКТ спускают опрессовочный шаровой клапан и опрессовывают наземное оборудование на давление, превышающее рабочее в 1,3—1,6 раза. Обратной промывкой вымывают шаровой клапан, а в НКТ спускают клапан перфоратора, наземное оборудование (агрегаты, песконоситель) обвязывается со скважиной. Наземное оборудование и манифольды опрессовывают на полуторакратное рабочее давление.

Таблица 134

Кумулятивная торпеда	Наружный диаметр, мм	Масса взрывчатого вещества одного заряда, г	Максимальная температура, °С	Максимальное давление, МПа	Тип перерезаемой трубы
ТКО-70	72	900	150	50	—
ТКО-120	120	2700	120	35	—
ТКО-120-600	120	2700	120	60	—
ТКГ-45	45	33	150	50	НКТ
ТКГ-55	55	52	150	50	НКТ
ТКГ-85	85	195	100	50	Обсадная
ТКГ-110	110	275	100	50	То же
ТКГ-135	135	335	100	50	„

Проводят пробное закачивание песка и устанавливают запроектированный режим обработки. Затем в смеситель подают жидкость с содержанием песка 50—100 г/л, и песчаножидкостную смесь с помощью двух или трех агрегатов закачивают в скважину. ГПП осуществляют снизу вверх. После окончания перфорации всех интервалов обратной промывкой вымывают нижний шаровой клапан, промывают забой до чистой воды, поднимают перфоратор и осваивают скважину. Основное условие нормальной работы перфоратора — отсутствие поглощения жидкости. В нефтяных добывающих скважинах в качестве жидкости-песконосителя применяют нефть, в водонагнетательных — воду. Диаметр зерен песка изменяется от 0,2 до 1,2 мм, концентрация его в жидкости составляет от 50 до 100—200 г/л (общий расход песка на одну обработку до 8—10 т).

Темп прокачивания жидкости с песком 3—4 л/с за один прием. При этом скорость выходящей из насадки струи жидкости будет 200—260 м/с, а перепад давления в насадке 18,5—22,0 МПа. Скорость перфорации колонны и породы 0,6—0,9 мм/с; ширина щели в обсадной колонне — около 100 мм, а в пласте — 30—60 мм, длина — до 1000 мм. Продолжительность перфорации одного интервала равна 15—20 мин.

Торпедирование скважин предназначается для вскрытия пласта, увеличения продуктивности, очистки фильтра, освобождения прихваченных труб (в открытом стволе), разрушения посторонних предметов и т. д. При торпедировании в пласте образуется каверна, от которой расходится сеть трещин. Торпеду заряжают взрывчатым веществом (ВВ) — тротилом, тетрилом, гексогеном, нитроглицерином, аммонитом, динамитом и т. д. Используют торпеды фугасные (Ф), шнуровые (ТШ), кумулятивные (ТК). Торпеды изготавливают герметичные (с корпусами из металла, асбоцемента) и негерметичные (без оболочек или с оболочками из малопрочного материала). Заряд в фугасных торпедах состоит из сплава тротила и гексогена. Взрыватель срабатывает от действия тока, подаваемого по кабелю с устья скважины.

Для предохранения обсадных колонн от нарушения в процессе торпедирования над торпедой создают пробку из нефти, воды, глинистого раствора или из песка, глины и т. д.

Виброобработка забоев скважин. Вибровоздействие на забой с помощью специальных гидравлических машин-вибраторов предназначается для повышения продуктивности нефтяных добывающих скважин и поглощательной способности водонагнетательных скважин. Сущность виброобработки заключается в создании колебания давления различной частоты и амплитуды путем резких колебаний расхода жидкости, прокачиваемой через вибратор.

Вибровоздействие рекомендуют применять в скважинах с ухудшенными в результате бурения коллекторскими свойствами призабойной зоны, с низкопроницаемыми и глинистыми породами. Вибровоздействие не рекомендуют применять в технически неисправных скважинах, а также вблизи водонефтяного контакта, в скважинах с сильным поглощением жидкости и низким пластовым давлением.

При вибровоздействии применяют специальные гидравлические вибраторы золотникового типа — ГВЗ (табл. 135).

Вибратор состоит из ствола цилиндрической формы с щелевыми прорезами по образующей цилиндра. На стволе свободно вращается цилиндрический золотник, имеющий также щелевые прорезы по образующей. Направления прорезей в стволе и золотнике противоположные. Прорезы сделаны под некоторым

Таблица 135

Вибратор	Габаритные размеры, мм		Режим работы	
	длина	диаметр	оптимальный расход, л/с	частота пульсации, Гц
ГВЗ-85	494	85	10—12	200
ГВЗ-108	420	108	15—20	250
ГВЗ-135	500	135	30—35	500

углом к образующей. Вибратор в скважину спускают на НКТ. При высоких давлениях закачивания жидкости (40—50 МПа) применяют пакеры.

При прокачивании рабочей жидкости золотник за счет ее истечения из прорезей начинает вращаться. Периодическое перекрытие потока рабочей жидкости приводит к возникновению гидравлических ударов. Для вибраторов типа ГВЗ теоретическую частоту ударов можно довести до 30 000 ударов в минуту. Удары сопровождаются резким подъемом давления, что способствует резкому импульсному истечению жидкости из донного отверстия ствола. Гидравлический импульс зависит от расхода рабочей жидкости и времени перекрытия потока.

Импульсное истечение жидкости из отверстия ствола и из щелей при вращении золотника создает циклические колебания в окружающей среде (жидкости), в результате которых в пласте расширяются поровые каналы, образуется сеть микротрещин.

В качестве рабочих жидкостей применяют нефть, соляную кислоту, предельный керосин и их смеси. Расход кислоты и керосина берется из расчета 2—3 м³ на 1 м толщины пласта.

Для проведения вибровоздействия в водонагнетательной скважине вначале промывают ее забой, восстанавливают приемистость гидросвабированием. По результатам исследований определяют ожидаемое давление обработки и целесообразность спуска пакера. По окончании подготовительных работ в скважину на НКТ спускают вибратор с фильтром и амортизатором. Для создания непрерывной струи применяют не менее двух агрегатов. Рабочей жидкостью служит вода (иногда раствор соляной кислоты).

Вибратор включается при расходе прокачиваемой в течение 5—10 мин воды 5—10 л/с и открытой затрубной задвижке. В дальнейшем скорость прокачивания воды увеличивают и доводят до оптимальной — 15—20 л/с. Во время освоения водонагнетательных скважин давление колеблется в пределах 10—36 МПа, расход — от 9 до 18 л/с, объем закачиваемой рабочей жидкости — от 200 до 780 м³.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ПЛАСТОВ

Для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, рекомендуют проведение тепловых обработок. При этом парафин и смолистые вещества расплавляются и выносятся вместе с нефтью на поверхность. Применяют следующие методы тепловых обработок:

закачивание нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ;

закачивание пара посредством передвижных парогенераторов;

электротепловая обработка с помощью специальных самоходных установок;

огневой прогрев специальной горелкой, работающей на газе или дизтопливе.

Для эффективного прогрева призабойной зоны пласта требуется 15—30 м³ горячих нефтепродуктов или сырой нефти, нагретых до 90—95 °С в паропередвижных установках (ППУ) или электронагревателях.

Прогрев осуществляют или созданием циркуляции (горячей промывкой), или продавливанием жидкости в призабойную зону. При горячей промывке нагретые нефть или нефтепродукты закачивают через затрубное пространство, скважину не останавливают. Такое тепловое воздействие на призабойную зону незначительно. При продавливании горячей жидкости в призабойную зону извлекают скважинное оборудование и спускают НКТ с пакером. Иногда призабойную зону обрабатывают горячей нефтью с добавлением ПАВ. При этом сначала очищают НКТ, закачивая горячую нефть в затрубное пространство, затем скважину останавливают и извлекают насосные штанги с конусом насоса. Через НКТ закачивают 10—12 м³ горячей нефти с добавлением 80—100 кг ПАВ. По истечении 6—7 ч после обработки скважину пускают в работу.

При использовании пластовой воды ее нагревают до 90—95 °С и добавляют ПАВ (0,5—1 % объема воды). Таким способом приготовленную воду в количестве 70—80 м³ под давлением закачивают в скважину.

Перегретый водяной пар закачивают под давлением 8—15 МПа при следующих условиях: глубина продуктивного пласта не более 1200 м, толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами, не менее 15 м, вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа·с, остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50 %, плотность нефти в пластовых условиях не менее 900—930 кг/м³.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненных участках в связи с большим расходом тепла.

Перед закачиванием пара проводят исследование скважины: замер дебита нефти, пластового давления, температуры, статического уровня, определение содержания воды, газового фактора и т. д. Затем промывают забой, спускают НКТ с термостойким пакером и компенсирующим устройством.

Для закачивания пара устье скважины оборудуют арматурой АП60-150, лубрикатором ЛП50-150 и колонной головкой ГКС. Их технические характеристики приведены ниже.

Устьевая арматура АП60—150

Давление пара, МПа:	
условное	20
пробное	30
Температура пара, °С	320
Допустимая компенсация температурных удлинений колонны НКТ, мм	500
Масса, кг	1000

Лубрикатор ЛП50—150

Давление пара, МПа	20
Температура пара, °С	320
Диаметр проходного отверстия, мм	50
Диаметр проволоки, мм	1,8
Масса, кг	62,8

Колонная головка ГКС

Давление пара, МПа	4
Температура в заколонном пространстве, °С	150
Масса (кг) при диаметре колонн, мм:	
168, 194, 219, 245, 273	482
168, 273	541

Пар для теплового прогрева скважин можно получать от установки ППУ-3. Однако она в основном предназначена для депарафинизации скважин, нефтепроводов, выкидных линий и других и имеет небольшую производительность (до 1 т/ч).

Созданы парогенераторные установки типа ПГУ-1 и ПСП-1 с производительностью соответственно 3—4 и 5,5 т/ч пара, максимальное давление 6—9 и 10 МПа и максимальная температура пара 255—299 и 315 °С. Установка ПГУ-1 смонтирована на шасси автомобиля КраЗ-214, а установка ПСП-1 на металлической раме.

Применяют и автоматизированные передвижные парогенераторные установки типа ППГУ-4/120 и УПГ-9/120, технические характеристики которых приведены ниже.

	ППГУ-4/120М	УПГ-9/120
Теплопроизводительность, Дж/ч	9,8	22
Паропроизводительность, т/ч	4	9
Степень сухости пара	0,8	0,8
Рабочее давление пара на выходе из установки, МПа	До 12	До 12
Потребляемая мощность, кВт	55	170
Расход топлива:		
нефти, кг/ч	331	720
газа, м³/ч	268	680
Масса блока, кг:		
парогенераторного	28	43
водоподготовительного	8	28

Установки укомплектованы системой КИП и автоматики. Управление работой оборудования осуществляется из кабины оператора. Каждая установка состоит из двух блоков, смонтированных на жесткой раме-санях в фургоне.

В качестве топлива применяют дизтопливо, нефтяной или природный газ.

Целесообразно закачивать пар в скважину через сепаратор, что обеспечивает осушку пара до 93 % и более.

После закачивания пара (до 1000 т) устье скважины герметизируют на 2—5 сут для передачи тепла в глубь пласта. Затем извлекают НКТ, спускают насосное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию.

Электротепловую обработку скважин осуществляют периодически и постоянно с помощью специальных установок и скважинных нагревателей. Для периодической обработки скважину останавливают, извлекают НКТ и спускают электронагреватель на кабель-тросе. После окончания прогрева электронагреватель извлекают, спускают скважинный насос и скважину вводят в эксплуатацию.

Электронагреватель представляет собой электрическую трехфазную печь сопротивления, состоящую из 12 стандартных трубчатых элементов на общем каркасе. Электронагреватель включают в промышленную сеть при помощи кабель-троса. Потребляемая мощность печи равна 13 кВт, масса — 125 кг.

Трубчатый электронагреватель (ТЭН) типа НММ 17,85/21 предназначен для скважин с диаметром эксплуатационных колонн 141 мм и более. Диаметр нагревателя — 112 мм, длина — 3700 мм, масса — 60 кг.

При спуске и подъеме электронагревателей используют самоходную установку для электроподогрева скважин СУЭПС-1200. Она состоит из трех электронагревателей с кабель-тросом типа КТГН, каротажного подъемника типа СКП с лебедкой, размещенных на шасси автомобиля ЗИЛ-157Е, и трех одно-

осных прицепов ГАЗ-704. На каждом прицепе смонтировано поверхностное электрооборудование (автотрансформатор и станция управления).

После спуска электронагревателя в интервал перфорации кабель-трос на устье скважины закрепляют устьевым зажимом, остаток его сматывают с лебедки и конец присоединяют к автотрансформатору. Продолжительность прогрева зависит от конкретных забойных условий и колеблется в пределах 3—7 сут. Для стационарной электротепловой обработки применяют поднасосный электронагреватель, представляющий собой печь, в которой в качестве греющих элементов используют стандартные трубчатые элементы (3 шт) для токоподвода. Потребляемая мощность такой печи — 9 кВт; ее присоединяют к промышленной сети напряжением 380 В. Поднасосный электронагреватель поднимают и спускают вместе с насосом. Максимальный диаметр такого электронагревателя — 112 мм. Прогрев существенно не влияет на повышение температуры всего пласта, он имеет местный характер.

Тепловые обработки пластов огневыми нагревателями (открытым огнем) применяют на месторождениях с парафинистыми и высокосмолистыми нефтями на стадии снижения пластового давления и резкого уменьшения коэффициента проницаемости.

Установка состоит из компрессора К-5 для подачи воздуха, дозирочного насоса ДН-150 для подачи дизтоплива, однолифтового забойного нагревателя (включает в себя камеру сгорания и форкамеру) и запального устройства.

После подготовки скважины в нее спускают на НКТ нагреватель. Глубина спуска нагревателя выбирается с таким расчетом, чтобы давление столба жидкости над ним не превышало максимального давления компрессора. Готовую топливновоздушную смесь, получаемую в результате работы компрессора и дозирочного насоса, закачивают через НКТ в камеру сгорания.

Для воспламенения горючей смеси спускают специальное запальное устройство на проволоке аппарата Яковлева. Скважину обрабатывают при коэффициенте избытка воздуха 1,5—2, на 1 кг топлива подается 17—20 м³ воздуха. Продолжительность обработки составляет 15—30 ч в зависимости от уровня жидкости в скважине.

ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ПЛАСТЫ

Обработка призабойных зон пластов ПАВ предназначена для удаления воды, попавшей в эту зону при глушении скважины, промывках забоя, вскрытии продуктивного нефтяного пласта глинистым раствором в зависимости от перепада давления, проницаемости пород, продолжительности работ с применением воды, величины капиллярных сил на границе вытеснения нефти водой и т. д. Чем больше значения указанных факторов, тем глубже проникает вода в пласт. Ее отрицательная роль заключается в следующем:

- нефть оттесняется в глубь пласта, часть порового пространства оказывается занятой водой;

- снижается проницаемость призабойной зоны из-за набухания глин;

- образуются эмульсии.

Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела нефть — вода, нефть — газ, вода — газ, вода — твердая поверхность.

Благодаря этому размер капель воды в нефти в поровом пространстве уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта значительно быстрее, чем крупные.

Кроме уменьшения поверхностного натяжения некоторые ПАВ гидрофобизируют поверхности поровых каналов в породе, т. е. ухудшают их способность смачиваться водой. Это происходит благодаря адсорбции ПАВ (поглощению ПАВ из его раствора поверхностным слоем поровых каналов). ПАВ, применяемые в водонагнетательных скважинах, способствуют хорошей смачиваемости породы водой, разрыву пленки нефти и уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью. Остаточная нефть в виде пленки и капель, прилипших к твердой поверхности, хорошо отмывается и увлекается в глубь пласта струей воды. Это увеличивает фазовую проницаемость породы для воды, т. е. увеличивается приемистость скважины.

ПАВ — это органические вещества, получаемые обычно из углеводородов, а также спирты, фенолы, жирные кислоты и их щелочные соли — мыла и синтетические жирозаменители и моющие вещества. По составу и химическим свойствам все ПАВ делят на ионогенные (сульфатонатриевые соли, азолят, сульфолон, катапин и другие), неионогенные — оксиэтилированные препараты типа ОП (ОП-4, ОП-7, ОП-10), продукты конденсации фракций угольных фенолов с окисью этилена.

Для водонагнетательных скважин, вскрывших малопроницаемые и глинистые коллекторы, рекомендуется применение неионогенных ПАВ.

Технология обработки призабойной зоны пласта растворами ПАВ аналогична технологии солянокислотных обработок.

5. КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Основные фонды нефтяной промышленности составляют нефтяные добывающие, газовые и нагнетательные скважины.

Скважиной называется сооружение, состоящее из обсадной колонны, цементного кольца и призабойной зоны, оснащенное фонтанным, насосным, газлифтным оборудованием, контрольно-измерительными приборами и предназначенное для добывания нефти, нефтяного газа и попутной воды, воздействия на нефтяной пласт и управления разработкой нефтяной залежи.

Капитальный ремонт скважин (КРС) — это комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности призабойной зоны, целостности обсадных колонн, цементного кольца, ликвидацией аварий, а также спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке, пакеров-отсекателей, клапанов-отсекателей, газлифтного оборудования.

Единицей ремонтных работ является скважино-ремонт. Это комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, выполняемых на скважине от ее приема в ремонт до ввода в эксплуатацию.

В зависимости от объема работ, их характера и степени сложности капитальные ремонты скважин подразделяют на две категории.

К первой категории сложности относят ремонты при глубине скважин до 1500 м. Ко второй — при глубине скважин более 1500 м. Кроме того, независимо от глубины ко второй категории относят наиболее сложные и трудоемкие работы всех видов, связанные с ликвидацией аварий и осложнений, исправле-

нием смятий или заменой участков поврежденных обсадных колонн, проведением гидроразрыва пласта, работы на скважинах с сильными нефтегазопроявлениями, ремонты в наклонно-направленных скважинах, ремонтно-изоляционные работы всех видов, работы по закачиванию изотопов в пласт и технологически необходимые неоднократные цементные заливки и др.

Необходимость проведения работ по КРС обосновывается следующими основными факторами:

требованиями технологии рациональной разработки месторождения, залежи, пласта;

возможностью получения дополнительной нефти или сохранения добычи нефти при улучшении технико-экономических показателей;

несоответствием конструкции скважины условиям эксплуатации и разработки месторождения, требованиям охраны недр и окружающей среды;

несоответствием дебита нефти, содержания воды в продукции скважины и их изменений параметрам продуктивного пласта в нефтяных добывающих скважинах, приемистости, давления нагнетания и их изменений параметрам заводняемого пласта в водонагнетательных скважинах;

возможностью повышения продуктивности скважин за счет увеличения проницаемости пласта в призабойной зоне;

возникновением аварийных ситуаций, связанных со скважинным оборудованием, исследовательскими приборами и аппаратурой и т. д.

Основание для постановки и рассмотрения вопроса о необходимости проведения большинства видов ремонтных работ по каждой конкретной добывающей скважине — это наличие аномалии (несоответствия) в величинах дебита нефти, содержания воды в продукции и, наконец, ее аварийное состояние; в водо-, газонагнетательной скважине — давление закачивания, приемистость.

В качестве эталонных, как правило, используют значения указанных параметров по окружающим скважинам, группам скважин, отдельным горизонтам и пластам.

КЛАССИФИКАЦИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

В зависимости от характера проводимых операций работы по капитальному ремонту в скважинах планируют и учитывают в соответствии с утвержденным «Классификатором ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов» (РД 39-1-149—79), приведенным в табл. 136.

РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) — это одно из основных средств реализации проектов разработки нефтяных месторождений, решения задач по охране недр и окружающей среды.

Назначение РИР — обеспечение оптимальных условий работы продуктивного пласта (или нескольких пластов) для достижения запланированной (максимальной) выработки запасов нефти.

С учетом характера несоответствия конструкции скважины существующим условиям ее эксплуатации и требованиям рациональной выработки продуктивных пластов РИР делятся на две группы: технологические и аварийно-восстановительные.

Шифр	Вид работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
KP1	Ремонтно-изоляционные работы	—
KP1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ Снижение обводненности продукции
KP1-2	Отключение отдельных пластов	Герметичность колонны, цементного кольца и интервала отключаемого пласта или герметичность пакерующего устройства. Снижение обводненности продукции
KP1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сохранении или увеличении дебита нефти
KP1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной кондуктором	Отсутствие поверхностных выходов жидкости и газа и перетоков за колонной (кондуктором), подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Технологический эффект прямо не определяется
KP2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке
KP3	Крепление слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта	Отсутствие (снижение) выноса песка при эксплуатации скважины
KP4	Устранение аварий, допущенных при эксплуатации скважин и в процессе ремонта (извлечение ЭЦН, НКТ, очистка ствола скважины и т. д.)	Выполнение запланированного объема работ, прохождение шаблона до необходимой глубины. Уменьшение потерь нефти
KP5	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	—
KP5-1	Переход на другие горизонты	Выполнение заданного объема работ, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями
KP5-2	Приобщение пластов	Снижение обводненности продукции и увеличение дебита нефти
KP6	Перевод скважин из категории в категорию по назначению	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями
KP7	Ремонты скважин, оборудованных пакерами-отсекателями, ОРЗ, ОРЭ	Выполнение запланированного объема работ, герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачиваемой воды
KP8	Зарезка второго ствола скважин	Выполнение запланированного объема работ

Шифр	Вид работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
KP9	Ремонт водо-, газонагнетательных скважин	Выполнение запланированного объема работ, герметичность колонны и кондуктора. Охрана недр и окружающей среды. Увеличение, сокращение приемистости скважин
KP10	Ремонт поглощающих и артезианских скважин	То же
KP11	Изучение характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважинах, оценка технического состояния обсадной колонны	Выполнение запланированного объема работ
KP12	Увеличение и восстановление производительности и приемистости скважин	—
KP12-1	Проведение кислотной обработки	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных добывающих скважин и увеличение приемистости водо-, газонагнетательных скважин
KP12-2	Проведение ГРП	То же
KP12-3	Проведение ГПП	„
KP12-4	Виброобработка призабойной зоны	„
KP12-5	Термообработка призабойной зоны	„
KP12-6	Промывка призабойной зоны растворителями	„
KP12-7	Промывка призабойной зоны растворами ПАВ	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных добывающих скважин и увеличение приемистости водо-, газонагнетательных скважин
KP13	Выравнивание профиля приемистости	—
KP13-1	Обработка суспензиями	Выполнение заданного объема работ. Уменьшение степени неравномерности закачки воды по толщине пласта
KP13-2	Обработка коагуляторами	То же
KP13-3	Обработка полимерами и смолами	„
KP14	Дополнительная перфорация и торпедирование	Выполнение заданного объема работ. Увеличение дебита нефти и приемистости воды
ЛС	Ликвидация скважин	Выполнение запланированного объема работ

К технологическим относят РИР, обусловленные требованиями технологии разработки продуктивных пластов и месторождения в целом:

1. РИР по отключению отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта в нефтяных добывающих скважинах независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенной водой, контурной, закачиваемой), регулированию закачки воды по толщине заводняемых пластов в водонагнетательных скважинах.

Необходимость проведения этого вида работ обуславливается неоднородным строением и неравномерными выработкой и обводнением продуктивных пластов по толщине. Работы проводят в неоднородных пластах с целью обеспечения нормальных условий их выработки по всей толщине.

2. РИР по отключению отдельных пластов.

Необходимость проведения РИР данного вида возникает в нефтяных добывающих и водонагнетательных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов. Различие в геологическом строении пластов (толщина, коллекторские свойства) обуславливает разновременность их выработки (обводнения) и, следовательно, необходимость отключения каждого выработанного (обводненного) пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки остальных пластов.

К аварийно-восстановительным относятся РИР, обусловленные аварийными ситуациями в процессе эксплуатации и ремонта скважин, недостатками и изъянами в их конструкции, требованиями охраны недр и окружающей среды.

1. РИР по исправлению некачественного цементного кольца (в том числе по ликвидации межпластовых перетоков).

Необходимость проведения РИР этого вида обусловлена несоответствием качества тампонирующей обсадной колонны условиям эксплуатации скважины и является следствием как получения некачественного цементного кольца при проведении тампонирующей, так и разрушения кольца в процессе эксплуатации скважины.

2. РИР по ликвидации нарушений обсадных колонн.

Необходимость проведения этих работ обусловлена нарушением герметичности обсадной колонны вследствие несоответствия конструкции скважины условиям ее эксплуатации: тампонирующая обсадная колонна не по всей длине, использование для заводнения сточных вод, повышение давления нагнетания и пластового давления и т. д.

3. РИР по наращиванию (доподъему) цементного кольца за обсадной колонной и кондуктором.

Необходимость проведения этих работ в первую очередь диктуется требованиями охраны недр и окружающей среды: предотвращением перетока пластовых и закачиваемых жидкостей из пласта в пласт и выхода их на поверхность.

В ряде случаев эти работы проводят одновременно с ликвидацией нарушений обсадной колонны.

4. РИР по креплению слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта.

Необходимость проведения работ обусловлена разрушением призабойной зоны пласта и нарушением нормального режима эксплуатации скважин.

Наиболее распространенные методы проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах — это методы тампонирующей, основанные на использовании

изоляционных (тампонажных) реагентов. Их сущность заключается в следующем:

при отключении нижних пластов — в создании в стволе скважины непроницаемого моста в пределах толщины пласта, вскрытой перфорацией;

при отключении отдельных интервалов неоднородного пласта и верхних пластов — в создании в отключаемых интервале или пласте непроницаемой оторочки (экрана) по периметру скважины в пределах толщины интервала или пласта, вскрытых перфорацией;

при исправлении некачественного цементного кольца — в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце изолирующим материалом;

при ликвидации нарушений обсадной колонны — в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце и обсадной колонне (при наличии цементного кольца) или создании прочного тампона за обсадной колонной в интервале ее нарушения (при отсутствии цементного кольца);

при наращивании (доподъеме) цементного кольца — в заполнении пространства между стенкой скважины и обсадной колонной (или кондуктором) в запланированном интервале отсутствия цементного кольца;

при креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта — в создании в пределах толщины разрушенной зоны прочного, проницаемого фильтра, ограничивающего вынос породы (песка) из пласта и обеспечивающего приток жидкости.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ МЕТОДОМ ТАМПОНИРОВАНИЯ

Основа технологии РИР — это технологическая схема ремонтных работ, определяющая условия и порядок закачивания рабочих растворов изоляционного (тампонажного) реагента в скважину и продавливания его в изолируемый интервал: расположение насосно-компрессорных труб (НКТ) по отношению к изолируемому интервалу, применение пакера, проведение контрольной срезки и т. д.

Технология РИР представляет собой перечень основных операций при осуществлении ремонтных работ в строгой технологической последовательности их выполнения с указанием применяемого оборудования, инструмента и режима закачивания и продавливания рабочих растворов (объем, скорость, давление), времени ожидания после их продавливания и т. д.

Одни и те же методы, изоляционные реагенты и технологические схемы можно использовать при проведении РИР различных видов в разных скважинах.

Технологию проведения РИР составляют, исходя из предусматриваемого вида РИР, выбранных метода изоляционных работ, изоляционного реагента, разобщающего устройства и технологической схемы РИР в соответствии с геолого-промысловой характеристикой каждой конкретной скважины.

Метод изоляционных работ, изоляционный реагент, конструкция разобщающего устройства, технологическая схема и сама технология РИР взаимно обуславливают и определяют друг друга. В каждом отдельном случае их следует выбирать с учетом большого комплекса показателей: вида проводимых РИР, геолого-физических особенностей продуктивного пласта, пласта-обводнителя и разреза скважины, условий разработки эксплуатационного объекта, конструкции скважины, ее технического состояния и гидродинамической обстановки в ней,

существующего опыта проведения РИР на данном предприятии, оснащенности техникой, материалами и т. д.

Гидродинамическая обстановка в скважине определяется:

одновременной совместной разработкой нескольких пластов одной сеткой скважин;

различием геолого-физических характеристик одновременно разрабатываемых пластов (толщины, проницаемости, пластового давления и т. д.);

разработкой продуктивных пластов при высоком пластовом давлении, превышающем гидростатическое;

наличием гидродинамической связи между пластами по некачественному цементному кольцу и по стволу скважины (при нарушении обсадной колонны);

наличием пластов (интервалов нарушений обсадной колонны) с высокой поглотительной способностью.

Сложная гидродинамическая обстановка в скважинах обуславливает возникновение перетока жидкости между пластами сразу после прекращения закачивания ее в скважину.

Переток жидкости между пластами приводит к дополнительному разбавлению рабочих растворов изоляционного реагента с потерей их изолирующей способности и образованию в растворах циркуляционных каналов.

Результаты температурных измерений в скважине при проведении в ней РИР значительно отличаются от естественной геотермы в данном районе.

Степень различия между ними зависит от продолжительности работы скважины, дебита или приемистости и их изменения, температуры добываемой жидкости или закачиваемой воды, продолжительности простоя скважины и т. д.

В зависимости от температурных изменений в скважине при проведении РИР, а также от температуры, объема и режима закачивания рабочих растворов выделяются три случая изменения температуры закачиваемых растворов, которые должны учитываться при планировании и осуществлении РИР:

температуры закачиваемого рабочего раствора на поверхности, в процессе движения по стволу скважины и ко времени подхода к изолируемому интервалу остаются ниже температуры в изолируемом интервале;

температура закачиваемого рабочего раствора на поверхности выше температуры в изолируемом интервале, однако ко времени подхода к изолируемому интервалу температура раствора становится ниже температуры в интервале;

температуры закачиваемого рабочего раствора на поверхности, в процессе движения по стволу скважины и ко времени подхода к изолируемому интервалу остаются выше температуры в изолируемом интервале.

Для рационального построения технологии РИР в процессе их планирования должен учитываться весь объем предстоящих в скважине РИР, особенно при проведении одновременно нескольких видов РИР, например исправление негерметичного цементного кольца и отключение одного из пластов, ликвидация нескольких нарушений обсадной колонны в различных интервалах и т. д.

При выполнении РИР в скважинах со сложной гидродинамической обстановкой основное требование, предъявляемое к технологической схеме РИР, — это обеспечение закачивания рабочих растворов изоляционного реагента в скважину и продавливания в изолируемый интервал с сохранением их изолирующих свойств, т. е. предупреждение или ограничение до минимума дополнительного разбавления растворов. Последнее достигается заполнением скважины равной по плотности жидкостью (в НКТ и затрубном пространстве); применением ра-

бочих растворов изоляционного реагента с плотностью, равной плотности жидкости, заполняющей скважину; применением разделительных пробок при закачивании изоляционных реагентов по НКТ; построением технологической схемы РИР без проведения контрольных срезов закачанных рабочих растворов; применением только разбуриваемых пакеров.

К основным параметрам технологии РИР относят: объем закачиваемого за колонну раствора изоляционного реагента, давление и скорость закачивания, свойства жидкости для глушения скважины.

Объем рабочего раствора зависит от геологической и гидродинамической характеристик пласта, свойства применяемого изоляционного реагента и поставленной перед РИР цели. В идеальных условиях (одинаковая проницаемость по толщине пласта) для отключения пласта достаточно заполнить кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны. В действительности из-за анизотропности пластов и наличия зон поглощения необходимый объем раствора увеличивается и должен устанавливаться для каждого месторождения, площади опытным путем.

Давление закачивания при отсутствии пакера определяется допустимой его величиной для различных диаметров обсадных колонн, предусмотренной правилами разработки. При использовании пакера давление закачивания определяется величиной давления опрессовки НКТ и устьевого оборудования, а также возможностями насосных агрегатов.

Скорость закачивания выбирается из расчета соответствия времени закачивания изоляционного реагента за обсадную колонну времени потери его текучести.

Плотность жидкости для глушения скважин должна обеспечить проведение РИР без открытого их фонтанирования, а ее свойства — предупредить загрязнение призабойной зоны пласта.

Обоснование рецептуры рабочих растворов изоляционного реагента проводится с учетом температурных изменений в скважине в процессе проведения РИР.

В малодебитных добывающих скважинах в качестве исходной следует принимать температуру пласта по средней геотерме данного месторождения.

При проведении РИР в интервалах, расположенных выше интервала продуктивного пласта, исходную температуру необходимо уточнять по данным специальных исследований.

В водонагнетательных скважинах во всех случаях исходную температуру следует уточнять посредством специальных замеров.

РИР с применением методов, основанных на использовании изоляционных реагентов, осуществляют по следующим основным технологическим схемам.

1. Схема 1 предусматривает закачивание рабочего раствора изоляционного реагента в скважину по колонне НКТ, спущенной ниже подошвы интервала перфорации изолируемого пласта (негерметичность цементного кольца, нарушения обсадной колонны).

Рабочий раствор закачивается в НКТ при открытом затрубном пространстве, выводится в затрубное пространство и НКТ поднимаются выше расчетного уровня раствора в скважине. Затем при закрытом затрубном пространстве рабочий раствор продавливается за обсадную колонну полностью или из расчета перекрытия изолируемого интервала мостом, и скважина герметизируется.

2. По схеме 2 раствор изоляционного реагента закачивают в скважину по колонне НКТ, спущенной выше планируемого уровня оставляемого моста в скважине.

Рабочий раствор закачивают до башмака НКТ при открытом затрубном пространстве, которое потом закрывают, а раствор выдавливают в ствол скважины и сразу же задавливают за обсадную колонну из расчета перекрытия изолируемого интервала мостом, и скважину герметизируют.

В целях предупреждения прихвата башмака НКТ изолирующим материалом продавливание рабочего раствора реагента за обсадную колонну предпочтительнее вести одновременно через НКТ и затрубное пространство.

3. По схеме 3 раствор изоляционного реагента закачивают непосредственно по обсадной колонне. Схема предназначена для РИР, требующих закачивания больших объемов изоляционного реагента в условиях высокой приемистости изолируемого интервала (ликвидация нарушений обсадной колонны, наращивание цементного кольца за обсадной колонной, отключение пластов, ликвидация скважин и др.).

4. Схема 4 предусматривает закачивание раствора изоляционного реагента непосредственно в кольцевое пространство между обсадной колонной и кондуктором. Схема в основном предназначена для РИР по наращиванию цементного кольца за обсадной колонной.

РИР по технологическим схемам 1 и 2 можно проводить и с применением пакеров. При этом в условиях скважин со сложной гидродинамической обстановкой применяют лишь разбуриваемые пакеры.

При необходимости проведения РИР одновременно в нескольких интервалах наиболее целесообразно последовательное осуществление ремонтных работ в каждом интервале:

- при разобщении пластов (или нарушений обсадных колонн) в скважинах цементными мостами — сверху вниз;

- при разобщении пластов в скважинах одиночными разбуриваемыми пакерами — снизу вверх;

- при разобщении пластов в скважинах двойными разбуриваемыми пакерами или одновременно мостом снизу и одиночным разбуриваемым пакером сверху — в любой последовательности.

Для осуществления запланированной программы РИР используют рабочие растворы изоляционных реагентов, обладающие хорошей фильтруемостью в мелкие трещины, нарушения, пористую среду с образованием изолирующего материала из всего объема закачанного раствора. При проведении РИР, за исключением работ по отключению пористых пластов и отдельных их интервалов, не содержащих трещин, должны использоваться рабочие растворы изоляционных реагентов, образующие изолирующий материал, который обладает прочностью и хорошей адгезией с породой, цементным камнем и материалом обсадных труб.

В скважинах со сложной гидродинамической обстановкой для достижения поставленной цели РИР проводят в несколько этапов (операций), предусматривающих последовательную изоляцию отдельных частей отключаемых пластов и их интервалов, перекрытие нарушений в цементном кольце, обсадной колонне. При этом вначале изолируют более проницаемые интервалы, а затем — менее.

При устранении нарушений обсадных колонн в интервалах отсутствия цементного кольца и расположения поглощающих горизонтов, ликвидации интенсивных перетоков между пластами и других осложнений вначале создают там-

поны, ограничивающие приемистость интервалов нарушения и предупреждающие дополнительное разбавление и поглощение последующих порций закачиваемого рабочего раствора изоляционного реагента. В качестве материала для создания тампонов можно использовать высоковязкие и гелеобразные жидкости (например, глинистый раствор, эмульсии, трехфазные пены, высокомолекулярные соединения типа гипана, полиакриламида и др.).

При осуществлении РИР, связанных с отключением пластов или устранением нарушений в цементном кольце и обсадной колонне, отличающихся высокой поглотительной способностью, на первых этапах ремонтных работ целесообразно использовать рабочие растворы изоляционных реагентов большей вязкости, на последних — меньшей.

При проведении всех видов РИР на любом их этапе целесообразно использовать рабочие растворы изоляционных реагентов с минимальным временем превращения реагентов в нетекучее состояние, приближающимся ко времени задавливания раствора за эксплуатационную колонну.

УСТАНОВКА ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ В СКВАЖИНЕ

При установке цементных мостов в непоглощающих скважинах прежде всего их промывают в течение 1,5—2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и затрубном пространстве.

Приготовленный расчетный объем цементного раствора (или другого изоляционного реагента) закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве.

Примерный объем продавочной жидкости (без учета объема металла НКТ) определяется следующим образом.

Путем деления объема закачанного в НКТ цементного раствора (в л) на объем 1 м эксплуатационной колонны (в л) определяют высоту столба, которую займет цементный раствор в колонне. Затем эту величину вычитают из общей длины спущенных в скважину НКТ. Полученную величину умножают на объем 1 м НКТ и определяют объем продавочной жидкости. А примерный объем 1 м эксплуатационной колонны равен половине квадрата наружного диаметра колонны в дюймах.

Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают.

Затем НКТ поднимают на 20—30 м, скважину заполняют и ожидают затвердевания цемента (ОЗЦ). По истечении времени ОЗЦ проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста — опрессовкой.

Если высокой точности расположения цементного моста не требуется, то контрольный вымыв цементного раствора можно проводить после поднятия башмака НКТ на 50—60 м над расчетным уровнем моста.

При глубине скважины до 1500 м и расчетных объемах цементного раствора не более 0,3 м³ цементные мосты можно устанавливать и без использования цементировочных агрегатов подачей цементного раствора в НКТ через конусообразную воронку ведрами. Дальнейшие работы аналогичны вышеописанным.

Перед установкой цементных мостов в поглощающих скважинах (приемистость более 7 м³/(ч·МПа)) должны быть приняты меры по ограничению по-

глотительной способности пластов. Для этого используют широкий ассортимент измельченных, закупоривающих материалов с размерами частиц 5—10 мм (например, древесные опилки, кордное волокно и т. д.). В качестве жидкости-носителя рекомендуются глинистый раствор, водоцементная суспензия плотностью 1100—1150 кг/м³, водоглинистая суспензия плотностью 1100—1300 кг/м³.

Если общая приемистость поглощающих пластов более 30 м³/(ч·МПа), то рекомендуется вначале закачивание 5—10 м³ высоковязкой жидкости с добавлением закупоривающего материала. Этот материал вводится в жидкость-носитель непосредственно перед закачиванием в количестве 50—100 кг/м³.

Закачивание закупоривающего материала надо продолжать до восстановления полной циркуляции. Ниже приводится объем расходуемой жидкости с закупоривающим материалом в зависимости от приемистости поглощающих пластов.

Приемистость поглощающих пластов, м ³ /(ч·МПа)	<20	20—40	>40
Объем расходуемой жидкости с закупоривающим материалом, м ³	15—20	25	40—45

Устанавливать цементный мост надо сразу после закачивания закупоривающего материала.

Для установки мостов в поглощающих скважинах (особенно в скважинах с открытым забоем) можно применять те же материалы, которые используют при устранении нарушений обсадных колонн и отклонении пластов с поглощением промывочной жидкости: гипсосоляроцементную смесь, цементную тампонирующую пасту (ПТЦ), двухфазные глинистые растворы, глинисто-смоляной вяжущий материал, синтетические смолы с небольшим временем отверждения и т. д.

Сущность применения гипсосоляроцементных смесей заключается в замещении углеводородной основы водой при попадании смеси в водную среду и быстром схватывании смеси в интервале поглощения. Начало схватывания смеси составляет 10—14 мин, гипсосоляроцементный фактор равен 0,7—0,8. Для предотвращения оседания цемента и гипса в смесь необходимо добавлять дисолван в количестве 15—16 кг/м³.

Технология применения указанной смеси заключается в следующем.

В одну цементосмесительную машину загружают цемент, в другую — гипс. Обе машины через тройник соединяются с устьем скважины. Для создания нижней разделительной пробки закачивают дизельное топливо в объеме 2,5 м³. Водяными насосами цементировочных агрегатов его подают, предварительно обработав дисолваном, в смесительные машины. Приготовленные соляроцементная и солярогипсовая смеси через тройник закачивают в скважину. Затем создают верхнюю разделительную пробку из дизельного топлива объемом 0,5 м³. Смесь продавливают до интервала установки моста. Объемное соотношение смесей 1:1.

Цементную тампонирующую пасту (ПТЦ) получают перемешиванием в тройнике-смесителе цементных растворов на водной и углеводородной основах.

Время отверждения ПТЦ регулируется добавлением в воду затворения цемента ускорителей схватывания (например, добавление CaCl₂ в количестве 10 % сокращает начало схватывания с 4 ч 15 мин до 15 мин, а конец схватывания — с 6 ч 40 мин до 1 ч 15 мин).

В табл. 137 приводится потребное количество материалов для приготовления определенного объема ПТЦ.

Компонент	Содержание компонентов в ПТЦ объемов									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сухой цемент для приготовления раствора на водной основе, т	0,65	1,3	1,95	2,6	3,25	3,9	4,55	5,2	5,85	6,5
Сухой цемент для приготовления раствора на углеводородной основе, т	0,45	0,9	1,35	1,8	2,25	2,7	3,15	3,6	4,05	4,5
Дизельное топливо, м ³	0,36	0,72	1,08	1,44	1,8	2,16	2,52	2,88	3,24	3,6
Хлористый кальций (CaCl ₂), т	0,065	0,13	0,195	0,26	0,325	0,39	0,45	0,52	0,58	0,6
Пресная вода, м ³	0,33	0,66	0,99	1,30	1,65	1,98	2,31	2,64	2,97	3,3

Сущность применения двухфазных глинистых растворов заключается в смешении соляробентонитовой смеси (СБС) с глинистым раствором, в результате чего происходят выделение углеводородной основы и соединение выпавшей глины с водой. Подбором количества СБС в глинистом растворе можно регулировать вязкость — плотность глинистой массы. Для скважин с интенсивностью поглощения до 50 м³/ч рекомендуемое количество глинопорошка в СБС равно 700—800 кг/м³, а при более 50 м³/ч — 1200—1500 кг/м³.

Практика показывает, что при интенсивности поглощения до 50 м³/ч необходимо 10—15 т глинопорошка, более 50 м³/ч — 20—30 т.

Двухфазные глинистые растворы в скважину закачивают по двум каналам: по НКТ и затрубному пространству. Приготовление растворов аналогично приготовлению гипсоцементной смеси.

ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Под ликвидацией скважин понимают полное списание скважины со счета из-за невозможности ее дальнейшего бурения или эксплуатации по техническим или геологическим причинам.

Ликвидация скважин проводится в соответствии с Положением о порядке ликвидации нефтяных, газовых и других скважин и списании затрат на их сооружение.

В зависимости от причин ликвидации скважины подразделяют на шесть категорий:

поисковые, разведочные, опорные, параметрические скважины, оказавшиеся «сухими» или водяными; не доведенные до проектной глубины из-за геологической нецелесообразности; не доведенные до проектной глубины, но вскрывшие проектный горизонт; давшие притоки нефти, газа; скважины с забалансовыми запасами или эксплуатация которых нерентабельна и т. д.;

добывающие скважины, оказавшиеся «сухими» или водяными; оценочные скважины, выполнившие свое назначение; нагнетательные, наблюдательные, а также скважины для сброса сточных вод и других промышленных отходов и оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях;

скважины, подлежащие ликвидации по техническим причинам вследствие некачественной проводки или аварии при строительстве; аварии в процессе эксплуатации и т. д.;

скважины, числящиеся в основных фондах НГДУ: после полного обводнения пластовой водой продуктивного горизонта; при снижении дебита до предела рентабельности из-за истощения или обводнения продуктивного горизонта; при прекращении приемистости и невозможности или экономической нецелесообразности восстановления приемистости; при отсутствии необходимости дальнейшего использования (наблюдательные, оценочные и нагнетательные скважины); выбывшие из эксплуатации из-за нарушения обсадных колонн вследствие коррозии, на которых проведение ремонтно-восстановительных работ технически невозможно или экономически нецелесообразно;

скважины, расположенные в запретных зонах (полигоны, водохранилища, населенные пункты, промышленные предприятия и т. д.); ликвидируемые после стихийных бедствий; специального назначения; пробуренные для проведения опытных и опытно-промышленных работ; ликвидируемые вследствие геологических осложнений и т. д.;

скважины, законсервированные в ожидании организации промысла, в том числе зачисленные в состав основных фондов, если их консервация превышает 10 лет, а ввод этих площадей в разработку на ближайшие 5—7 лет планами НГДУ не предусматривается; использование которых в качестве эксплуатационных невозможно из-за несоответствия условиям эксплуатации.

План на каждую ликвидируемую скважину составляется НГДУ (УБР). План состоит из двух частей. Первая часть содержит краткие сведения о первоначальном и текущем назначении скважин, ее конструкции, истории эксплуатации и причинах ликвидации. Вторая часть включает в себя перечень операций по оценке технического состояния скважины, технологию ремонтно-восстановительных работ на случай обнаружения дефектов в состоянии скважины и технологию работ по непосредственной ликвидации скважины.

Оценка технического состояния скважины заключается в следующем:

определении герметичности эксплуатационной колонны опрессовкой или при проведении анализа состава жидкости, поступающей из скважины; если колонна не герметична, то интервал зарушения определяют посредством расходомера (дебитомера), термометра или поинтервальной опрессовкой;

определении высоты подъема и качества цемента за эксплуатационной колонной с помощью цементомеров АКЦ, СГДТ;

выявлении перетока жидкости за колонной посредством термометра.

Технологией работ по ликвидации скважины предусматриваются:

промывка скважины со спуском НКТ до забоя; очистка стенок эксплуатационной колонны от глинистой корки, нефти, парафина, смолистых веществ и продуктов коррозии в интервалах установки цементных мостов;

в зависимости от удаленности продуктивных пластов (интервалов перфорации) друг от друга установка сплошного или прерывистого цементных мостов от забоя до глубины, обеспечивающей перекрытие всех интервалов перфорации

и интервалов нефтегазопроявлений; высота каждого цементного моста равна толщине пласта плюс 20 м выше кровли и ниже его подошвы; над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливают на высоте не менее 50 м; тип цемента и рецепт приготовления раствора принимаются в соответствии с действующими положениями и инструкциями; качество цемента проверяется лабораторным анализом;

в случае ликвидации скважины (особенно с открытым забоем) с пластовым давлением ниже гидростатического (имеет место поглощение цементного раствора) предварительное ограничение поглотительной способности пластов, применение тампонажных смесей с регулируемой плотностью и временем потери текучести, равным времени закачивания их в интервал установки мостов или в заколонное пространство;

оценка опрессовкой герметичности затвердевшего изоляционного материала; отбивка полной разгрузкой НКТ при циркуляции промывочного раствора верхней границы моста;

извлечение обсадных колонн только при отсутствии газовых и газонефтяных залежей, а также напорных минерализованных пластовых вод, способных загрязнить верхние пресные воды;

срез и извлечение эксплуатационной колонны, если в результате ремонтно-восстановительных работ не удалось по техническим причинам поднять цемент за ней до устья и башмака предыдущей колонны; установка цементного моста под давлением над оставшейся в скважине эксплуатационной колонной до устья; проверка герметичности цементного моста;

проверка герметичности межколонного пространства между направлением и кондуктором, между кондуктором и промежуточной технической колонной; при отсутствии герметичности закачивание цементного раствора (или другого изоляционного реагента) под давлением до полной герметизации межколонного пространства.

Устье ликвидируемой скважины оборудуют репером, на котором электро-сваркой делают следующую надпись: номер скважины, наименование месторождения (площади) и организации (НГДУ, УБР). Для установки репера на сплюснутой сверху трубе спускают на глубину не менее 2 м деревянную пробку и заливают до устья цементным раствором. Над устьем скважины устанавливают бетонную тумбу размером 1×1×1 м. Высота репера над бетонной тумбой не менее 0,5 м.

Если техническую колонну извлекают, то репер устанавливают в кондукторе или шахтном направлении и также сооружают бетонную тумбу.

При ликвидации скважин по шестой категории все обсадные колонны (направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну) полностью срезают на 1 м ниже отметки дна (реки, водохранилища), и эту часть извлекают из скважины. Оставшуюся часть обсадных колонн в скважине сверху заливают цементным раствором с поднятием его до поверхности дна (реки, водохранилища).

НГДУ назначает со стороны исполнителя лицо, ответственное за проведение работ по ликвидации скважины. Контроль качества выполняемых работ осуществляет представитель цеха по добыче нефти и газа или ППД в зависимости от категории (принадлежности) скважины.

ОСОБЕННОСТИ РЕМОНТА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Основная отличительная особенность ремонта нагнетательных скважин — высокое пластовое давление в районе скважины, превышающее гидростатическое.

До настоящего времени широкое распространение имеет способ снижения пластового давления как путем самоизлива, так и остановки скважины.

Недостаток применения самоизлива обуславливается требованиями охраны окружающей среды, а остановки скважины — общим падением уровня пластового давления в отдельной зоне разрабатываемой площади, приводящим к снижению добычи нефти.

Недостаток глушения скважины заключается в трудоемкости и дороговизне проводимых работ и ухудшении проницаемости призабойной зоны.

Поэтому при подготовке нагнетательных скважин к ремонту необходимо исходить из конкретных условий разработки месторождения, отдельной площади или даже зоны.

Если самоизлив обеспечивает быстрое снижение устьевого давления при закачивании пресной воды, то необходимо применять только этот способ. При закачивании сточных и других высокоминерализованных вод применение самоизлива можно рекомендовать только в том случае, когда возможны быстрый сбор и утилизация излившейся воды.

В видах РИР и технологии их осуществления в нагнетательных и нефтяных (газовых) добывающих скважинах больших различий нет, за исключением величины давления опрессовки эксплуатационной колонны после ремонта.

На практике часто после РИР в нагнетательной скважине эксплуатационная колонна по всей длине испытывается на герметичность давлением, равным или несколько большим давления закачивания воды в пласт. Однако такому испытанию должен подвергаться лишь интервал колонны, в котором были проведены РИР; остальная ее часть должна быть изолирована пакером.

После РИР закачивание воды должно осуществляться только через НКТ с пакером. Затрубное пространство между НКТ и эксплуатационной колонной должно быть заполнено жидкостью, обработанной ингибитором коррозии. На устье между эксплуатационной колонной и кондуктором должен быть установлен манометр.

ЗАРЕЗКА ВТОРОГО СТВОЛА

Зарезка второго ствола — это метод восстановления работоспособности скважин, который применяют в тех случаях, когда известными способами их нельзя отремонтировать, а бурение новых скважин нерентабельно.

Зарезка и бурение второго ствола состоят из следующих этапов: выбора места в колонне для вскрытия «окна», установки цементного моста и отклонителя, вскрытия «окна» в колонне, бурения второго ствола до требуемой глубины, электрометрических работ, спуска новой эксплуатационной колонны или «хвостовика» и перфорации.

Рекомендуется вскрывать «окна» в интервалах, сложенных глинистыми породами, интервалах однорядной колонны (если их несколько) и в интервалах с цементным кольцом хорошего качества.

Перед спуском отклонителя колонну проверяют шаблоном, диаметр и длина которого больше на 3—4 мм и на 2—3 м соответствующих размеров самого отклонителя.

С помощью локатора муфт или гидравлического расширителя определяют местонахождение двух-трех муфт обсадной колонны, между которыми предполагается вскрывать «окно».

Устанавливают цементный мост и спускают отклонитель, предназначенный для отклонения райберов в процессе вскрытия «окна» в колонне и направления бурильного инструмента. По своей конструкции отклонитель — это плоский или желобообразный клин, спускаемый в скважину на бурильных трубах.

Техническая характеристика отклонителей приводится в табл. 138.

Таблица 138

Отклонитель	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина, мм		Угол скоса
		отклони- теля	желоба или конической части	
ОЗС-146	108	4500	2500	2° 30'
ОЗС1-168	136	4900	2600	2° 30'
ОТ-219	168	4600	2800	3° 00'
ОТ-273	225	4800	3000	3° 30'

Отклонитель спускают в скважину на небольшой скорости с наблюдением за показаниями индикатора веса. При достижении отклонителем кровли цементного моста срабатывает телескопическое устройство, шпильки срезаются и отклонитель, перемещаясь вниз, закрепляется плашками в обсадной колонне. Затем резкой посадкой инструмента (80—100 кН) срезаются болты, соединяющие отклонитель со спускным клином, и поднимаются бурильные трубы с клином.

Имеются способы направленного спуска отклонителя (например, с применением аппарата Шаньгина — Кулигина).

Для вскрытия «окна» в обсадной колонне применяют комплект трех фрезеров-райберов типа ФРС, комбинированный райбер, универсальный райбер РУ, райбер-фрезер РПМ, универсальное вырезающее устройство УВУ. Их технические характеристики приводятся в табл. 139—141. Основные размеры универсального райбера РУ и устройства УВУ рассмотрены ниже.

Длина, мм:

цилиндрической части	108
конической части	348
Рабочая длина райбера РУ, мм	456

Диаметр, мм:

наибольший	142
наименьший	50
Длина устройства УВУ, мм	4640
Диаметр бурильных труб, мм	89
Диаметр корпуса, мм	140
Число резцов	3
Максимальный выход резцов	30
Осевая нагрузка на резцы, Н	До 60

Комбинированный райбер состоит из трех секций различных диаметров и длин, соединенных между собой. Нижняя секция имеет угол наклона к оси

Таблица 139

Фрезер-райбер	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наибольший диаметр, мм	Наименьший диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
ФРС-146-1	146	110	47	340	12,0
ФРС-146-2		120	62	425	20,5
ФРС-146-3		120	95	431	25,5
ФРС-168-1	168	130	50	380	26,0
ФРС-168-2		142	70	496	40,0
ФРС-168-3		142	110	500	46,0
ФРС-219-1	219	160	62	452	44,0
ФРС-219-2		174	76	640	73,5
ФРС-219-3		192	148	580	100,0
ФРС-273-1	273	192	74	545	70,0
ФРС-273-2		225	111	740	147,0
ФРС-273-3		245	190	672	180,0

райбера, равный 8° , вторая секция — $1^\circ 30'$, третья секция — цилиндрической формы для обработки стенки «окна».

Универсальный райбер предназначен для вскрытия «окна» в эксплуатационной колонне диаметром 168 мм за один рейс.

Таблица 140

Показатели комбинированного райбера	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм		
	168	219	273
Наибольший диаметр, мм	142	193	245
Диаметр первой секции, мм	130	175	230
Наименьший диаметр, мм	50	60	80
Диаметр присоединительного замка, мм	110	145	145
Длина секции, мм:			
первой	240	196	130
второй	120	125	260
третьей	60	120	130
Масса, кг	52	64	87

Райбер-фрезер	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Замковая резьба, мм	Наибольший диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
РПМ-146	146	3-08	121	486	25,2
РПМ-168	168		143	543	38,5
РПМ-219	219	3-121	193	626	79,3
РПМ-273	273		246	726	152,3

ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ «ОКНА» И БУРЕНИЯ

При использовании комплекта из трех фрезеров-райберов работы начинаются райбером с наименьшим диаметром при нагрузке 20—30 кН и частоте вращения ротора 40—60 об/мин. По мере углубления райбера частота вращения увеличивается до 50—70 об/мин при той же нагрузке. После вскрытия «окна» длиной 1,4—1,6 м от конца отклонителя (т. е. нижний конец райбера выходит из соприкосновения с колонной) частота вращения увеличивается до 80—90 об/мин, а нагрузка снижается до 10—15 кН.

Вторым райбером при нагрузке 10—15 кН разрабатывают и расширяют интервал, пройденный первым райбером по всей длине отклонителя. Третьим райбером обрабатывают стенки «окна» и обеспечивают выход в породу при осевой нагрузке до 10 кН и частоте вращения ротора 80—90 об/мин.

Если третий райбер без вращения инструментом свободно проходит «окно» и имеет при этом диаметр не менее 142 мм, то «окно» считается полностью вскрытым и обработанным.

При использовании комбинированного райбера и райберов типов РПМ и РУ рекомендуемая осевая нагрузка равна 15—30 кН при частоте вращения ротора 60—90 об/мин.

Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну и укорачиванию длины «окна», что может привести к поломке бурильных труб.

При использовании универсального вырезающего устройства УВУ нет необходимости в отклонителях и райберах. С помощью УВУ вырезают участок эксплуатационной колонны длиной 5—6 м в намеченном интервале зарезки. Затем с помощью двухшарнирного турбинного отклонителя ОТ2Ш-127 и винтового забойного двигателя Д-127 забуривают второй ствол.

Проверка внедрения резцов УВУ в обсадную колонну в начале прорезания «окна» проводится без нагрузки в течение 10—15 мин. Затем постепенно увеличивает нагрузку до 5—10 кН при расходе жидкости 10—12 л/с. Торцевание обсадной колонны осуществляется увеличением нагрузки от минимальной до 50 кН при том же расходе по мере срабатывания резцов.

Заканчивание скважины и ее освоение после работ по бурению второго ствола проводятся как обычно.

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Работы по ликвидации аварий являются очень сложными в капитальном ремонте скважин.

Наиболее частые виды аварий — это прихват и «полет» НКТ, оставление в скважине ЭЦН, обрыв насосных штанг, оставление в скважине тартального каната, кабеля и отдельных предметов.

Прихваченные НКТ в основном освобождают путем их расхаживания. При этом нагрузка натяжения не должна превышать 60—70 % разрывного усилия для труб данного диаметра и марки. Степень натяжения колонны труб должна быть такой, чтобы подъем труб за каждый прием не превышал 0,3—0,5 м. Если первые две-три попытки натяжения труб не обеспечивают их подъем по 0,3—0,5 м, то расхаживание прекращают. В таких случаях в НКТ спускают трубы меньшего диаметра и закачиванием через них жидкости размывают пробку.

Более эффективна промывка роторным способом с использованием пикообразного долота.

Перед извлечением упавших труб определяют местонахождение и состояние конца труб с помощью печати. В зависимости от этого проводят работы по исправлению конца труб или сразу же спускают ловильный инструмент. Если конец трубы разорван и разворочен наружу, то для исправления такого нарушения используют торцевые или кольцевые фрезеры.

Если конец трубы вогнут внутрь и его невозможно захватить наружным ловильным инструментом, то необходимо расширить конец трубы для пропуска внутрь его ловильного инструмента. Для исправления такого нарушения используют конусный райбер.

Если трубы не поддаются отвинчиванию после их захвата ловильным инструментом, то их расхаживают или применяют гидравлический домкрат. При более сложных формах разрыва труб осуществляют длительное фрезерование торцевыми фрезерами с последующим захватом отдельных частей труб колоколом и магнитным фрезером.

При падении труб со скважинным насосом его обычно извлекают с трубами, но иногда и отдельно. Поэтому для правильного выбора ловильного инструмента необходимо знать типоразмер насоса.

При оставлении в скважине центробежного электронасоса (ЭЦН) с трубами, кабелем и хомутами, используемыми для крепления кабеля к трубам, трубы с ЭЦН извлекают путем отвинчивания, а кабель — как тартальный канат и кабель от перфоратора.

Если в скважине оставлены кабель и хомуты, то расхаживание НКТ, захваченных ловильным инструментом, не рекомендуется.

При извлечении ЭЦН надо учитывать, что зазор между внутренним диаметром эксплуатационной колонны и наружным диаметром насоса небольшой. Поэтому не всегда возможен спуск ловильного инструмента в кольцевое пространство. Обычно в скважину спускают наружную труболовку или колокол для захвата верхней части ловильной головки насоса. При этом используют бурильные трубы с правым направлением резьбы. Нельзя применять трубы с левым направлением резьбы во избежание отвинчивания насоса от протектора и двигателя.

Для извлечения зацементированных труб их вначале отвинчивают до места прихвата и извлекают. Затем оставшиеся зацементированные трубы офрезеруют. При этом используют ловильные инструменты освобождающегося типа и за один рейс проводят фрезерование, захват, отвинчивание и подъем труб. Длина фрезера с направлением должна быть не менее 10 м. После каждого цикла фрезерования трубы отвинчивают с таким расчетом, чтобы конец оставшихся в скважине труб был офрезерован для облегчения последующего цикла фрезерования. Фрезерование цементного камня рекомендуется проводить с нагрузкой на фрезер не более 20 кН и интенсивной промывкой буровым раствором для обеспечения выноса разбуренного цемента на поверхность.

В скважине часто остаются и отдельные предметы. Если эти предметы цилиндрические (желонки, насос и др.), то используют труболовки наружные и внутренние, колокол, метчик-калибр, овершот. Указанные предметы предварительно исследуют печатями.

Такие мелкие предметы, как кувалда, цепи от ключей, сухари, плашки и другие, извлекают магнитными фрезерами или фрезером-пауком.

Магнитный фрезер спускают, медленно вращая, на бурильных трубах с промывкой. При достижении забоя магнитный фрезер вращается 5—10 мин, затем промывку прекращают и фрезер поднимают.

Если не удастся извлечь отдельные предметы, то их проталкивают до забоя, дробят на мелкие куски и извлекают различными инструментами.

При прихвате каких-либо приборов и инструментов, спускаемых на кабеле или канате, расхаживание не разрешается. Если верхний конец каната (кабеля) находится на устье скважины, то в нее спускают канаторезку для отрезания каната (кабеля) непосредственно в месте крепления его к прибору или инструменту.

Если невозможно использовать канаторезку, то на бурильных трубах мимо каната (кабеля) спускают специальную воронку с «окном». При спуске воронки канат (кабель) постоянно должен быть натянут во избежание образования в скважине сальника. После спуска воронки до прихваченного прибора (инструмента) бурильные трубы поворачивают на 10—15 оборотов для навивания каната (кабеля) на воронку и трубы с натяжением. При этом обрыв каната (кабеля) обычно происходит в месте присоединения к прибору. После обрыва каната (кабеля) их поднимают параллельно с трубами.

Для извлечения каната (кабеля) применяют удочки, крючки, вилки.

При обрыве каната (кабеля) не рекомендуется обследование скважины печатью во избежание образования сальника. Спускаемый в скважину ловильный инструмент должен иметь ограничитель для предотвращения попадания инструмента внутрь витков каната (кабеля). По достижении ловильным инструментом оставшегося в скважине каната (кабеля) нагрузка на него увеличивается до 10—30 кН при одновременном его вращении. Затем начинается подъем ловильного инструмента.

После подъема ловильного инструмента с навитым канатом (кабелем) последний захватывают и закрепляют специальными хомутами. Затем продолжают подъем оставшейся части каната.

Если в скважине образовались клубки каната (кабеля), их извлекают однорогими удочками. В случае образования в скважине очень плотного клубка каната (кабеля) спускают ерш, и путем его вращения при небольших нагрузках ослабляют спрессованный клубок.

При оставлении в скважине каната (кабеля) пикообразные долота, фрезы и другие устройства не применяют во избежание образования плотных пробок из мелких металлических частиц.

МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН ПОСЛЕ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Заключительный этап РИР включает в себя: испытание эксплуатационной колонны на герметичность и ее перфорацию против запланированных интервалов продуктивного пласта, вызов притока нефти и газа из пласта.

В зависимости от конкретных условий испытание эксплуатационных колонн на герметичность осуществляется до разбуривания цементного моста или до и после его разбуривания.

Используют два способа испытания эксплуатационных колонн на герметичность: внутренним избыточным давлением и снижением уровня жидкости в колонне. Второй способ в основном применяют в нефтяных добывающих скважинах (после отключения верхних пластов, интервалов негерметичности колонны), в которых при эксплуатации на устье не ожидается избыточного давления. Ниже приводятся данные об испытании эксплуатационных колонн на герметичность.

Внутреннее избыточное давление при испытании эксплуатационной колонны на герметичность

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	377—426	273—351	219—245	
Давление испытания, МПа	5,0	6,0	7,0	
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	178—194	168	141—146	114—127
Давление испытания, МПа	7,5	9,0	10,0	12,0

Колонна герметична, если создаваемое в ней давление в течение 30 мин сохраняется или снижается не более чем на 0,5 МПа — при давлении испытания выше 7 МПа, и не более чем на 0,3 МПа — при давлении ниже 7 МПа.

Минимальные глубины снижения уровня жидкости в эксплуатационной колонне

Глубина скважины, м	До 500	500—1000	1000—1500
Минимальная глубина снижения уровня жидкости, м	400	500	650
Глубина скважины, м	1500—2000	Более 2000	
Минимальная глубина снижения уровня жидкости, м	800	1000	

Допустимое повышение уровня жидкости в эксплуатационной колонне (различных диаметров) за 8 ч испытания ее на герметичность приводится в табл. 142.

Для перфорации обсадных колонн можно применять один из следующих способов: пулевой, торпедный, кумулятивный, гидropескоструйный (см. гл. 4). В настоящее время наиболее часто осуществляют кумулятивную перфорацию.

Вызвать приток жидкости и газа из пласта после ремонтных работ можно в условиях, когда пластовое давление выше гидростатического, равно гидростатическому и ниже гидростатического.

В первом случае перфорацию пласта осуществляют при наличии в скважине промывочной жидкости большой плотности (1400—2000 кг/м³). Такую жидкость заменяют постепенно: сначала в затрубное пространство между эксплуатационной колонной и НКТ закачивают жидкость плотностью на 300—400 кг/м³ меньше первоначальной. Скважинная жидкость полностью заменяется

водой тогда, когда разница в плотностях между ними доводится до 300—400 кг/м³.

Для уменьшения вредного действия фильтрата глинистого раствора и воды в них добавляется ПАВ в количестве до 2 %. Если и после полной замены промывочной жидкости приток нефти и газа из пласта не наблюдается, то плотность столба жидкости в скважине уменьшают путем закачивания пены.

Преимущество пены по сравнению с методом аэрации путем закачивания сжатого воздуха (или газа) состоит в том, что пена проникает в пласт в не-

Таблица 142

Глубина снижения уровня, м	Повышение уровня жидкости (м) при диаметре колонны, мм	
	114—219	более 219
До 400	0,8	0,5
400—600	1,1	0,8
600—800	1,4	1,1
800—1000	1,7	1,3
Более 1000	2,0	1,5

большом количестве и не снижает проницаемости призабойной зоны пласта. Рекомендуемый расход жидкости для образования пены не должен превышать 3 л/с, степень аэрации может достигать 120—150 и более. При этом среднюю плотность пены можно довести до 150—250 кг/м³.

Если приток из пласта отсутствует и после применения пены, то нужно проводить очистку призабойной зоны.

Когда пластовое давление равно гидростатическому, то перфорацию пласта проводят при наличии в скважине промывочной жидкости плотностью 1150—1250 кг/м³. В этих условиях рекомендуется сразу же заменять скважинную жидкость пеной при небольшой степени аэрации и расходе жидкости 6 л/с. Затем постепенно расход жидкости снижают до 1,5—2 л/с, а степень аэрации увеличивают до 150 и более. При отсутствии притока жидкости и газа рекомендуют продавливание пены в пласт для очистки призабойной зоны и через 2—3 ч повторное освоение скважины.

Когда пластовое давление намного ниже гидростатического, то вызов притока жидкости и газа из пласта даже путем снижения их уровня с помощью компрессора или газа высокого давления не дает желаемого результата, так как при этом вся скважинная жидкость может поглотиться пластом. В этом случае для освоения скважины рекомендуется применять пену по технологии, предусматривающей создание пены непосредственно в скважине. Для этого НКТ приподнимают несколько выше статического уровня и в них погружают твердый пенообразователь (ПАВ) в виде стержней из расчета получения на забое 2—3 %-ной концентрации водного раствора пенообразователя. Через 8—10 ч, которые необходимы для растворения пенообразователя, начинается закачивание воздуха (газа) одновременно в НКТ и затрубное пространство. Объем воздуха определяют, исходя из соотношения его объема к объему жидкости 1 : 2 в пластовых условиях.

Если невозможно закачать в скважину и продавить в пласт вспененную жидкость, то можно использовать жидкий азот. Для этого применяют автомобильную газификационную установку АГУ-8К, состоящую из резервуара жидкого азота вместимостью 5,6 м³, насоса и испарителя. Производительность установки по жидкому азоту — около 500 л/ч, по газообразному — около 5—6 м³/мин при максимальном давлении 22 МПа. Одна установка может производить 3500 м³ газообразного азота (при нормальных условиях).

После продавливания пены в пласт скважина оставляется на 4—5 ч под давлением. Затем освоение продолжается путем закачивания двухфазной пены в НКТ или затрубное пространство (расход жидкости 2—3 л/с, степень аэрации 150—200). В этом случае пену можно создавать на забое скважины (см. выше).

Для вызова притока жидкости и газа из пласта, кроме постепенного уменьшения плотности скважинной жидкости, применяют также снижение уровня посредством закачивания сжатого воздуха или газа высокого давления.

Для этого применяют однорядный, двухрядный и полуторарядный подъемники. Воздух или газ подают к башмаку подъемника или через кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и НКТ или между двумя рядами спущенных труб и по центральным трубам.

После РИР водонагнетательную скважину испытывают на приемистость. Для этого водовод и скважину тщательно промывают при максимально возможном расходе воды.

Если приемистость скважины отсутствует или меньше запланированной, то проводят работы по ее освоению. В зависимости от геологических условий можно использовать следующие методы освоения:

а) поршневание в течение не более 3—4 дней, так как этого времени достаточно для удаления основной массы загрязняющих веществ с фильтрующей поверхности пласта;

б) метод переменных давлений, заключающийся в периодической закачке жидкости через НКТ до достижения допустимых давлений и резком снижении давления скважины через затрубное пространство. При создании знакопеременных давлений происходят усталостные явления в породах пласта, что обуславливает увеличение проницаемости призабойной зоны в результате образования и развития трещин; недостаток этого метода — опасность повреждения эксплуатационной колонны при создании давлений, превышающих допустимые;

в) создание мгновенных высоких депрессий на пласт, для чего в скважину спускают НКТ с пакером, забойным клапаном и пусковыми отверстиями; после распаковки разгрузкой веса труб благодаря конструкции забойного клапана разобщается подпакерная и надпакерная части скважин; поршневанием или при помощи компрессора понижают через пусковые отверстия уровень жидкости в скважине до допустимой величины; при подъеме колонны труб подпакерная и надпакерная части скважины сообщаются между собой и создается большая мгновенная депрессия на пласт, в результате чего обеспечивается большая скорость движения жидкости в призабойной зоне; применяемый забойный клапан позволяет сочетать интенсивное дренирование призабойной зоны с другими методами интенсификации работы скважин (закачкой растворов ПАВ, кислот и др.);

г) дренирование призабойной зоны путем многократных кратковременных изливов с небольшими по времени остановками для восстановления забойного давления, для этого сразу после прекращения закачки скважину быстро откры-

вают на излив на 10—12 мин и снова закрывают на 5—6 мин для восстановления забойного давления, затем скважину снова открывают на излив и т. д. После проведения 6—7 циклов скважину открывают на более длительный излив для удаления грязной воды. Этот период длится 30—60 мин в зависимости от продуктивности скважины, одновременно промывают и водовод. На всю операцию затрачивают всего 2—4 ч; лучшие результаты достигаются при изливах с созданием противодавления на пласт, чередованием излива с кратковременным возобновлением закачки воды в скважину для восстановления забойного давления;

д) продавливание воды в пласт при давлении, значительно превышающем рабочее давление нагнетания. Продавливание проводится без пакера (давление не превышает 12—15 МПа в зависимости от диаметра колонны) и с пакером (давление на устье поднимается до 35—40 МПа); после продавливания скважину подключают к водоводу;

е) гидравлический разрыв пласта с предварительной его обработкой гидропескоструйным методом;

ж) химическая обработка призабойной зоны пласта кислотными растворами (для пластов, представленных известняками или песчаниками с карбонатным цементом) или растворами ПАВ;

з) применение тепловых методов обработки призабойной зоны.

ИЗОЛЯЦИОННЫЕ (ТАМПОНАЖНЫЕ) РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РИР, ИХ СВОЙСТВА

Изоляционный (тампонажный) реагент (материал) представляет собой основу для получения изолирующего (тампонирующего) материала, закупоривающего пористую среду, трещины и т. д.

Изоляционные (тампонажные) реагенты при проведении РИР используют в виде рабочих растворов (или тампонажных смесей), представляющих собой смеси изоляционных реагентов (материалов) с растворителями, замедлителями, стабилизаторами, катализаторами, наполнителями и другими, которые в определенных условиях в результате физико-химических превращений образуют изолирующий (тампонирующий) материал.

В настоящее время при проведении РИР используют множество изоляционных реагентов. Некоторые из них находят ограниченные масштабы применения. Ниже приводятся краткие сведения о наиболее распространенных изоляционных реагентах.

Тампонажные цементы

Цементы представляют собой смесь неорганических порошкообразных вяжущих веществ, образующих при смешении с водой пластическую массу, застывающую в твердый камневидный материал.

В зависимости от температуры в скважинах, для которых предназначены тампонажные цементы, их подразделяют на три класса:

цементы для «холодных» скважин с температурой до 40 °С (ХЦ). Температура испытания 22 ± 2 °С;

цементы для «горячих» скважин с температурой до 75 °С (ГЦ). Температура испытания 75 ± 3 °С;

цементы для глубоких высокотемпературных скважин с температурой выше 75 °С (ВЦ). Цементы этого класса делятся на группы: ВЦА — с температурой испытания 100 ± 3 °С, ВЦБ — 125 ± 3 °С, ВЦВ — 150 ± 3 °С, ВЦГ — 200 ± 3 °С.

Наибольшее распространение при проведении РИР находит тампонажный портландцемент для «холодных» и «горячих» скважин, выпускаемый в соответствии с ГОСТ 1581—78. Тампонажный цемент выпускается нескольких марок: 300, 400, 500, 600. Плотность портландцемента 3120—3150 кг/м³, насыпной массы в рыхлом состоянии — 900—1100 кг/м³, в уплотненном — 1400—1700 кг/м³. Предел прочности при изгибе цементных образцов — балочек размером 40×40×100 мм после твердения в течение двух суток должен соответствовать указанным ниже значениям.

Температура твердения, °С	Цемент для скважин	
	«холодных»	«горячих»
Предел прочности при изгибе, не менее, МПа	22±2 2,7	75±3 6,2
Время схватывания, ч—мин:		
начало	2—00	1—45
конец	10—00	4—30

Кроме тампонажных портландцементов в специфических геологических и технологических условиях при проведении РИР используют специальные тампонажные цементы: портландцемент тампонажный песчанистый (ТУ 21-1-5—67); портландцемент тампонажный облегченный (ТУ 21 АзССР-12—72); низкогигроскопичный тампонажный портландцемент (ТУ 21-1-4—67); белитокремнеземистый тампонажный цемент для высокотемпературных скважин БКЦ (ТУ 21-1-3—67); цемент шлакопесчаный совместного помола ШПЦС (ТУ 39-9-27—71); утяжеленные тампонажные цементы УПГ и УЩЦ (ТУ 39-9-25—71).

В зависимости от жидкости затворения растворы на основе тампонажных цементов делятся на водные, водоэмульсионные (водонефтяные) и нефтецементные (дизельное топливо, керосин, безводные нефти и другие), а по времени начала схватывания — быстросхватывающиеся со сроком схватывания менее 40 мин, ускоренносхватывающиеся (от 40 мин до 1 ч 20 мин), нормальносхватывающиеся (от 1 ч 20 мин до 2 ч) и медленносхватывающиеся (более 2 ч).

По плотности тампонажные растворы делятся: на легкие с плотностью до 1300 кг/м³; облегченные — 1300—1750 кг/м³; нормальные — 1750—1950 кг/м³; утяжеленные — 1950—2200 кг/м³; тяжелые — выше 2200 кг/м³.

Свойства цементных растворов и образующегося из них камня изменяются в результате введения в раствор наполнителей и активных добавок. К параметрам, количественное изменение которых часто вызывается необходимостью технологии или особенностями скважины, относятся: для цементных растворов — время загустевания, сроки схватывания, плотность, водоотдача, реологические свойства, седиментационная устойчивость; для цементного камня — механическая прочность, проницаемость, коррозионная устойчивость и др.

Для увеличения сроков схватывания цементных растворов применяют реагенты-замедлители: сульфитно-спиртовую барду (ССБ) в количестве до 0,5 % и 0,1—0,2 % НЧК в количестве до 0,5 % от массы цемента и 0,1—0,2 % НЧК в качестве пеногасителя, карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) различных марок в количестве 0,5—0,6 %, лесохимические полифенолы (ПФХЛ) в количестве до 0,3 %, синтан марки П.Т (0,3—0,7 % и 0,2—0,4 % НЧК), винно-каменную кис-

лоту (ВКК), технический винный камень (ТВК), смесь виннокаменной и борной кислот (ВК и БК), трилон Б, сегнетовую соль, лимонную кислоту и др.

В качестве реагентов-ускорителей сроков схватывания цементных растворов чаще всего применяют хлориды натрия и кальция (соответственно 2—8 и 5 %), каустик (0,3—0,5 %), хлористый алюминий (2 %), кальцинированную соду (1—5 %), жидкое стекло (5—15 %) и др. Хлориды кальция и натрия наряду с ускорением сроков схватывания и твердения несколько повышают первоначальную подвижность цементных растворов.

Снижение плотности цементных растворов достигается введением в них реагентов и материалов с высоким содержанием газа и воздуха, легких органических и неорганических материалов или реагентов, а также материалов, которые способны удерживать значительное количество воды. Наиболее эффективны для этих целей реагенты-структурообразователи (например, КМЦ, гипан), материалы типа пластмасс с плотностью, близкой к 1000 кг/м³, и бентонитовые глинопорошки, хорошо удерживающие воду.

Для повышения плотности цементных растворов используют утяжеляющие добавки (например, барит, магнетит, гематит и другие) и кварцевый песок. Увеличивают плотность цементных растворов и снижением водоцементного отношения с одновременной обработкой растворов реагентами-пластификаторами (например, ССБ, ПФЛК и другими), а также одновременным введением утяжеляющих добавок.

Механическую прочность и проницаемость получаемого цементного камня регулируют введением в раствор различных материалов и химических реагентов. При всех температурных условиях механическая прочность образующегося цементного камня увеличивается, а проницаемость уменьшается при снижении водоцементного отношения; такое же действие в условиях высоких температур и давлений оказывает введение в цементный раствор кварцевого песка.

Во всех случаях рецептура цементных растворов (водоцементное отношение, добавки и их количество) устанавливается на основании специальных лабораторных исследований с учетом конкретных условий скважины и проводимых ремонтно-изоляционных работ.

Водоцементное отношение при приготовлении цементных растворов из обычных тампонажных цементов может изменяться от 0,38 до 0,60. Чаще всего применяют цементные растворы с водоцементным отношением 0,5.

Для определения количества материалов, необходимого для приготовления цементного раствора, используют следующие зависимости.

Количество тампонажного цемента q (в т), требующееся для приготовления 1 м³ раствора:

$$q = \rho_t \rho_v / (\rho_v + m \rho_t),$$

где ρ_t — плотность тампонажного цемента, г/см³; ρ_v — плотность жидкости затворения, г/см³; m — водоцементное отношение.

Объем воды, необходимый для приготовления 1 м³ цементного раствора:

$$V_v = qm/\rho_t.$$

Расход сухого цемента на 1 м³ воды затворения (в т) $q_1 = \rho_v/m$.

Общее количество сухого тампонажного цемента G (в т), необходимое для приготовления заданного объема тампонажного раствора $V_{\text{цр}}$ (в м³):

$$G = K_{\text{ц}} q V_{\text{цр}},$$

где $K_{\text{ц}} = 1,03—1,05$ — коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах.

Общий объем воды (в м³), необходимый для затворения всего тампонажного цемента:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} G m / \rho_{\text{в}},$$

где $K_{\text{в}} = 1,08—1,10$ — коэффициент, учитывающий потери воды при проведении работ.

Синтетические смолы на основе сланцевых фенолов

Синтетические смолы на основе сланцевых фенолов ТСД-9 и ТС-10 выпускаются в соответствии с ТУ 38-10928—79 специально для применения при проведении РИР в скважинах. Использование смол в качестве изоляционного реагента основано на их полимеризации (отверждении) при взаимодействии с отвердителем и образовании прочного полимера из всего объема смеси. В качестве отвердителя смолы ТСД-9 используют формалин (ГОСТ 1625—75), смолы ТС-10 — уротропин (ГОСТ 1381—73) или смесь уротропина с формалином.

Смолы — это жидкости, хорошо растворимые в пресной воде, но нерастворимые в нефтепродуктах.

Рабочие растворы на основе смол ТСД-9 и ТС-10 готовят смешиванием их с отвердителями и добавлением или без добавления пресной воды. На основе смол можно приготовить отверждающиеся суспензии из глины, гипса, тонковолокнистого асбеста, древесных опилок и муки и других компонентов, а также эмульсии в минерализованной воде и углеводородных жидкостях. Время отверждения рабочих смесей на основе смол ТСД-9 и ТС-10 зависит от температуры и регулируется в широких пределах — от нескольких минут до нескольких часов, степенью разбавления смол, содержанием отвердителя и катализатора.

Для использования смолы ТС-10 при температурах 50—80 °С в качестве отвердителя применяют уротропин или смесь формалина с уротропином. Для использования этой смолы при низких температурах ее смешивают с формалином.

Смола ТСД-9 предназначена для температур 5—40 °С, отвердителем для нее служит формалин, катализатором — едкий натр.

Рабочие растворы смол в зависимости от условий проведения РИР приготавливают по трем технологическим схемам.

Схема 1 предусматривает приготовление рабочих растворов смол на поверхности перед их закачиванием в скважину. Эта технология используется для приготовления растворов с большими сроками отверждения — несколько часов. Растворы приготавливают в замерных емкостях цементировочного агрегата или в любой другой емкости путем тщательного перемешивания исходных продуктов (смолы и отвердителя). При этом отвердитель подается в смолу. Для использования в качестве отвердителя уротропина его растворяют в воде заранее.

По *схеме 2* рабочие смолы приготавливают на поверхности в процессе их закачивания в скважину. Растворы получают при смешении смолы и отверди-

теля путем отдельной подачи их на штуцер (тройник). Приготовление и закачивание раствора смолы осуществляются одновременно. Скорость подачи каждого из компонентов на тройник устанавливается в соответствии с выбранной рецептурой раствора. Для добавления катализатор предварительно растворяют в воде и смешивают со смолой.

Схема 3 предусматривает приготовление рабочих растворов смол на забое скважины в процессе закачивания растворов за обсадную колонну. Приготовление растворов осуществляют отдельной и одновременной подачей на забой скважины смолы и отвердителя и смешением их в процессе закачивания раствора за обсадную колонну. Закачивание компонентов на забой скважины проводится по отдельным каналам, например смолы — по НКТ, отвердителя — по затрубному пространству (между НКТ и обсадной колонной). Отвердитель также предварительно можно ввести в затрубное пространство через НКТ. Кроме того, для указанных целей можно использовать две колонны НКТ диаметром 89 и 48 мм.

Алкилрезорциновая эпоксифенольная смола

Алкилрезорциновая эпоксифенольная смола (АЭФС) — синтетический тампонажный материал, выпускаемый в соответствии с ТУ 3830-937—75.

Применение АЭФС в качестве изоляционного реагента основано на ее полимеризации (отверждении) при смешивании с отвердителем с образованием прочного полимера. В качестве отвердителя АЭФС применяют полиэтиленполиамин (ПЭПА) марки Б, выпускаемый в соответствии с ТУ 6-02-594—70.

На основе растворов АЭФС можно приготовить смеси с наполнителями: тампонажным цементом, кварцевым песком, древесными опилками, кордным волокном и др. Применяя цемент на основе АЭФС, можно приготавливать смеси плотностью 1050—1700 кг/м³.

Время отверждения рабочих растворов АЭФС и смесей на их основе зависит от температуры и регулируется содержанием отвердителя.

Приготовление рабочих растворов АЭФС и смесей на их основе проводится непосредственно перед их закачиванием в скважину. Расчетное количество отвердителя (ПЭПА) равномерно вводится через штуцер диаметром 8—10 мм в процессе слива алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы из бочек в приемный бачок и откачивания получаемого раствора в мерную емкость цементировочного агрегата. Затем раствор тщательно перемешивают дополнительно в течение 5—10 мин, после чего он готов для затворения цемента или закачивания в скважину. При введении отвердителя в АЭФС и перемешивании наблюдается интенсивное выделение тепла и нагревание раствора.

При смешении рабочих растворов АЭФС с водой происходит их коагуляция с образованием отверждающейся упругоэластичной массы. Для предупреждения коагуляции применяют органические безводные буферные жидкости (нефть, дизельное топливо и др.), закачиваемые перед и после растворов АЭФС.

Гипан

Гидролизированный полиакрилонитрил (гипан) — это высокомолекулярное соединение, производное полиакриловой кислоты.

Использование гипана в качестве изоляционного реагента в чистом виде основано на его свойстве коагулировать при контакте с электролитами, содержащими ионы поливалентных металлов (Ca, Mg, Al, Fe и др.) с образованием осадка в виде сгустков и нитей полимера.

В качестве изоляционного реагента используют растворы гипана в пресной воде (чаще всего 10 %-ной концентрации) с коагулянтом (осадкообразователем) — высокоминерализованными пластовыми водами или растворами CaCl_2 15—20 %-ной концентрации.

Для приготовления рабочих растворов применяют гипан-1, выпускаемый в соответствии с ТУ 6-01-166—74 в виде жидкости желтого или темно-коричневого цвета с содержанием 15—20 % полимера.

Рабочий раствор гипана готовят непосредственно перед его использованием путем дополнительного разбавления исходного продукта в пресной воде. Рабочий раствор гипана и раствор коагулянта обычно закачивают несколькими порциями. С целью предупреждения преждевременного осадкообразования рабочий раствор гипана и раствор коагулянта разделяют буферным слоем пресной воды объемом 0,1—0,2 м³. Для этих же целей буферный слой пресной воды закачивают и перед первой порцией рабочего раствора гипана.

Число порций раствора гипана и раствора коагулянта, их концентрация и объем в каждом конкретном случае устанавливают, исходя из результатов лабораторных исследований и опыта проведения РИР.

Гипано-формалиновые смеси

Гипано-формалиновые смеси (ГФС) представляют собой однородную жидкость, приготавливаемую непосредственно перед закачиванием в скважину из гипана (ТУ 6-01-166—74), формалина (ГОСТ 1625—75) и соляной кислоты.

Применение ГФС в качестве изоляционного реагента основано на сшивке молекул гипана формальдегидом в присутствии соляной кислоты (инициатора) с образованием студня (геля). В зависимости от соотношения исходных продуктов можно приготовить смеси с различным временем их превращения в гель и различными физико-механическими характеристиками: прочностью на сдвиг или пределом текучести, адгезией и т. д.

Для приготовления ГФС предварительно растворяют заданный объем и заданную концентрацию гипана в пресной воде, отдельно готовят кислотно-формалиновую смесь, для чего используют 10 %-ный раствор соляной кислоты и 37 %-ный раствор формалина. Затем кислотно-формалиновую смесь медленно и равномерно с помощью смесителя-диспергатора дозируют в циркулирующий раствор гипана.

В готовые ГФС могут вводиться инертные наполнители: кварцевый песок, необработанные химическими реагентами глинопорошок, пламилон, керамзит и др.

Полиакриламид

Полиакриламид (ПАА) — это синтетическое высокомолекулярное вещество, обладающее ограниченной растворимостью в воде. В водных растворах молекула ПАА имеет повышенную склонность к ассоциации, растворы ПАА обладают высокой вязкостью и проявляют характерные псевдопластичные свойства.

Использование ПАА в качестве изоляционного реагента основано на высокой адсорбции его молекул на поверхности породы, коагуляции ПАА при взаимодействии с растворами поливалентных металлов с образованием большого объема хлопьевидного осадка и высокой флокулирующей способности молекул ПАА.

В качестве изоляционного реагента применяют 0,05—0,5 %-ные водные растворы гидролизованного полиакриламида, выпускаемого в виде геля 8 %-ной концентрации ПАА (ТУ 6-01-1049—76) или порошка с содержанием 48 %-ного ПАА (ТУ 6-16-15—73).

В качестве изоляционного реагента водные растворы ПАА используют как самостоятельно, так и в смеси с растворами каустической соды и жидкого стекла.

Для приготовления водных растворов из гелеобразного ПАА можно использовать различного рода смесители, обеспечивающие интенсивное перемешивание, например шнекотурбинный смеситель БашНИПИнефти. Вначале готовят растворы с концентрацией ПАА 1 %, дальнейшее разбавление которых затруднений не вызывает. Рабочие растворы ПАА могут готовиться впрок.

ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПРОМЫВКИ И ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

Жидкости, применяемые при ремонтных работах для промывки и глушения скважин, должны обеспечивать:

- минимальное проникновение фильтрата и самой жидкости в призабойную зону пласта;

- предотвращение образования стойкой водонефтяной эмульсии и набухания глин;

- легкость извлечения из призабойной зоны фильтрата и твердой фазы промывочной жидкости;

- предотвращение образования осадков, снижающих проницаемость пористой среды.

Указанным требованиям частично или полностью отвечают специально обработанные глинистые растворы, растворы на углеводородной основе, водные растворы хлористого кальция, пены, газообразные агенты и т. д.

В табл. 143 приводят результаты влияния различных реагентов и ПАВ на изменение проницаемости керна.

Добавление ПАВ вызывает вспенивание глинистого раствора. Для предотвращения этого применяют специальные пеногасители (сивушное масло, органические кислоты, подсолнечное и хлопковое масла, животный и технический жиры, кремнийорганические соединения и др.).

В промывочных жидкостях, приготовленных на углеводородной основе (РНО), в качестве дисперсионной (внешней) среды используют нефть и нефтепродукты (дизельное топливо, соляровое масло и др.), а в качестве дисперсной (внутренней) фазы — окисленный битум. Если РНО сравнить с глинистыми растворами, то роль глины выполняет битум, а роль воды — дизельное топливо. Частицы глины создают структуру в глинистом растворе, а частицы битума имеют слабую склонность к созданию структуры. Поэтому в РНО добавляют небольшое количество структурообразователя (мыло жирных кислот или окись кальция). Ниже приводится одна из рецептур РНО.

Массовое содержание, %:

дизельного топлива	70—85
порошкообразного окисленного битума	15—20
окисленного парафина	1
каустической соды	1

Таблица 143

Реагенты и ПАВ	Концентрация, %	Коэффициент восстановления проницаемости, %, при температуре, °C			
		20	50	75	125
Водопроводная вода	—	58	39	31	17
CaCl ₂	1,0	67	65	60	39
	5,0	73	73	73	60
NaOH	1,0	75	34	23	21
	2,0	80	40	24	20
Сульфонол НП-1	0,02	73	39	29	22
	0,1	74	49	38	24
	0,5	78	—	56	29
CHC	0,1	73	56	30	18
	0,5	76	72	38	19
	1,0	76	74	55	23
ОП-10	0,01	71	49	27	20
	0,1	75	—	49	21
	0,5	79	73	56	37
УФЭ ₃	0,1	76	52	29	20
	0,5	75	—	45	22
	1,0	80	76	63	31

Для приготовления РНО по приведенной выше рецептуре необходим подогрев смешиваемых компонентов до 60—80 °C, что является недостатком.

Вторая рецептура не имеет указанного недостатка в связи с использованием в качестве структурообразователя окиси кальция. Ниже приводится состав РНО, полученного по этой рецептуре.

Массовое содержание, %:

дизельного топлива	60—65
битумного порошка	15—20
молотой негашеной извести	30—40
воды	6—8

Если требуется утяжеленный раствор, то количество извести уменьшают и вместо нее вводят утяжелитель. Для повышения водоустойчивости утяжеленных растворов в них добавляют ПАВ, гидрофобизирующие поверхности твердой фазы (например, сульфонол).

Для приготовления РНО по второй рецептуре известково-битумный концентрат (смесь дизельного топлива с битумом, известью и водой) плотностью 960—980 кг/м³ в приемной емкости насосов разбавляют дизельным топливом, обрабатывают сульфонолом и утяжеляют сухим баритом. Затем, в зависимости от запланированных показателей РНО, добавляют необходимое количество исходного известково-битумного концентрата.

Используют также мазутно-соляровые растворы различной рецептуры, их исходными продуктами являются мазут 100 и 40 и дизельное топливо типа ДЛ (летнее) и ДЗ (зимнее). Топочный мазут плотностью 930 кг/м³ выполняет роль дисперсной фазы, дизельное топливо — дисперсионной среды. Ниже приводится характеристика РНО по первой рецептуре, состоящего из мазута и дизельного топлива. При использовании этого раствора на поверхности породы образуется только пленка.

	Мазут марки 100+дизельное топливо концентраций	
	1 : 1	1 : 2
Плотность, кг/м ³	930	910
Вязкость по СПВ-5, с	56	34
Фильтрация, см ³ за 30 мин	0	0

Во второй рецептуре предусматривается утяжеление и стабилизация РНО и ПАВ. Примерный состав РНО приводится ниже.

Массовое содержание, %:

дизельного топлива	22—36
топочного мазута	20—35
молотой негашеной извести	20—40
синтетической жирной кислоты (СЖК) фракции С ₂₀	1—2
каустической соды 50 %-ной концентрации	3—8
воды	5—8

Мазутно-соляровый раствор можно утяжелять негашеной известью до плотности 1500 кг/м³.

В гидрофобных эмульсионных растворах (ГЭР) дисперсионная среда — это товарная нефть или нефтепродукты (дизельное топливо, битумный дистиллят и другие), а дисперсная фаза — вода, пластовая вода или растворы солей хлористого кальция и т. д. В качестве эмульгатора-стабилизатора применяют дегидратированные полиамиды (ЭС-2), а в качестве утяжелителя — барит, сидерит, гематит и др. Ниже приводится состав гидрофобных эмульсионных растворов.

Объемное содержание, %:

нефти	39,5—57,5
водной фазы	60—40
ЭС-2	0,5—2,5
утяжелителя (по необходимости)	До 25

ГЭР, не содержащие твердый утяжелитель, можно применять в скважинах с температурой до 90 °С, а утяжеленные — до 55 °С. Температура застывания ГЭР определяется температурой застывания углеводородной среды и темпера-

турой замерзания водной фазы, которая для водного раствора хлористого кальция плотностью 1200 кг/м³ равна 21 °С, плотностью 1280 кг/м³ — —50 °С. Срок хранения ГЭР в промысловых условиях не менее 60 дней.

Приготовление ГЭР состоит из следующих операций:

подачи жидких компонентов в смесительную емкость с помощью насосов; подачи в смесительную емкость расчетного количества нефти и нефтепродуктов;

ввода в смесительную емкость небольшого количества ЭС-2;

перемешивания компонентов в течение не менее чем двух циклов;

равномерного ввода расчетного количества водной фазы в циркулирующую углеводородную часть и перемешивания до готовности эмульсии, которая определяется величиной электростабильности не ниже 100 В (вольт) по ИГЭР-1 и дополнительно величиной статического напряжения сдвига не менее $5 \cdot 10^{-7}$ МПа по СНС-2;

ввода утяжелителя (по необходимости) при циркуляции эмульсии, после чего величина статического напряжения сдвига должна быть не менее $7 \cdot 10^{-7}$ МПа.

Составы и параметры ГЭР с утяжелителем приводятся в табл. 144 и без него в табл. 145.

В состав ГЭР входит нефть Ромашкинского месторождения плотностью 870 кг/м³. При использовании дизельного топлива, дистиллята для получения ГЭР с показателями вязкости, указанными в таблице для утяжеленного ГЭР, количество углеводородной и водной фаз можно брать в соотношении 40 : 50.

Хлористый кальций, используемый для приготовления растворов для промывки и глушения скважин, представляет собой бесцветные кристаллы плотностью 2200 кг/м³. Промышленность выпускает также готовый раствор плотностью 1382—1383 кг/м³, что соответствует концентрации хлористого кальция 38,75 %.

Количество кристаллического хлористого кальция (в кг), необходимое для приготовления 1 м³ раствора требуемой плотности, определяется по формуле

$$G = \rho \left(\rho_p - \rho_v \right) / \left(\rho - \rho_v \right),$$

где ρ , ρ_p , ρ_v — плотности соответственно кристаллического хлористого кальция, раствора и воды, кг/м³.

Количество воды, необходимое для разбавления жидкого хлористого кальция, определяется по формуле

$$B = \rho_v \left(\rho_p - \rho_t \right) / \left(\rho_t - \rho_v \right),$$

где ρ_t — требуемая плотность раствора хлористого кальция.

Хлористый кальций хорошо растворяется как в пресной, так и в пластовой воде. В табл. 146 приводятся данные для приготовления растворов различной плотности из гранулированного и порошкообразного хлористого кальция.

Требуемая плотность раствора для глушения скважины (ЖГС) рассчитывается по формуле

$$\rho_t = \left(p_{пл} + 30 \right) 10 / H \left[\text{г/см}^3 \right],$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; H — расстояние от устья до верхнего пласта; 30 МПа — противодействие на пласт, принятое исходя из требований техники безопасности.

При глушении фонтанных нефтяных добывающих скважин жидкость в них замещается на глубину спуска НКТ. Если закачиванием ЖГС в НКТ не удастся

Таблица 144

Состав 1 м³ ГЭР				Параметр ГЭР					
нефть плотностью 870 кг/м³, м³	ЭС-2 плот- ностью 950 кг/м³, м³	пластовая вода плот- ностью 1180 кг/м³, м³	барит, кг	плотность, кг/м³	вязкость по ВП-5, с	электроста- бильность, В	статическое напряжение сдвига, 10 ⁻⁷ МПа		фильтра- ция, см³ за 30 мин
							через 1 мин	через 10 мин	
0,592	0,008	0,350	200	1140	110—130	180—250	8—12	10—15	2,0
0,590	0,010	0,325	300	1200	110—140	280—320	10—14	12—18	1,8
0,588	0,012	0,300	400	1270	160—180	300—350	14—18	16—20	1,5
0,560	0,015	0,300	500	1350	250—350	320—380	16—20	18—25	1,0
0,532	0,018	0,300	600	1430	400—450	350—400	18—25	20—28	0,5
0,505	0,020	0,300	700	1510	420—450	360—400	20—30	25—35	0,5
0,477	0,023	0,300	800	1590	420—450	360—400	25—30	28—35	0,3
0,450	0,025	0,300	900	1660	400—450	350—400	28—32	30—35	0,2
0,425	0,025	0,300	1000	1740	400—450	350—400	30—34	32—36	0,2

Таблица 145

Состав 1 м³ ГЭР				Параметр ГЭР				
нефть плотностью 870 кг/м³, м³	ЭС-2 плот- ностью 950 кг/м³, м³	водная фаза — 0,60 м³		плотность, кг/м³	вязкость по ВП-5, с	электроста- бильность, В	статическое напряжение сдвига, 10 ⁻⁷ МПа	
		плотность, кг/м³	минерализация				1 мин	10 мин
0,392	0,008	1000	—	950	500—650	100—110	30—40	40—50
0,397	0,003	1100	ПДВ	1000	550—600	100—120	25—30	30—35
0,397	0,003	1180	ПДВ	1050	450—600	120—180	20—25	25—30
0,396	0,004	1250	Раствор CaCl ₂	1090	400—600	100—140	25—28	28—35
0,396	0,004	1300	То же	1120	350—500	100—150	18—25	20—30
0,395	0,005	1360	„	1160	300—450	120—170	12—18	18—23

Плотность пластовой воды, кг/м ³	Количество хлористого кальция на 1 м ³ воды, кг	Получаемая плотность раствора хлористого кальция, кг/м ³	Плотность водопроводной воды, кг/м ³	Количество хлористого кальция на 1 м ³ воды, кг	Получаемая плотность раствора хлористого кальция, кг/м ³
---	---	---	---	---	--

Гранулированный хлористый кальций

1180	100	1215	1000	100	1040
	200	1245		200	1085
	300	1275		300	1123
	400	1295		400	1160
	500	1320		500	1190
	600	1340		600	1220
	700	1360		700	1245
	800	1380		800	1267
				900	1290
				1000	1310

Порошкообразный хлористый кальций

1182	100	1220	1000	100	1052
	200	1255		200	1102
	300	1285		300	1150
	330	1300		400	1185
	400	1320		500	1220
	500	1348		600	1257
	600	1375		700	1285
	700	1390		800	1315
	800	1400		900	1335
	900	1420		1000	1360

восстановить циркуляцию, то ЖГС надо закачивать в затрубное пространство без циркуляции, доведя ее до пластов. При этом надо помнить, что в данном случае весь объем жидкости в затрубном пространстве задавливается в пласт.

При глушении нефтяных добывающих скважин, эксплуатирующихся штанговыми насосами, также не удастся заменить весь объем скважинной жидкости. Поэтому после замены жидкости на глубину спуска колонны закачивание надо продолжать через затрубное пространство, доведя раствор до пластов. Этот способ применяется тогда, когда пласт поглощает при давлении, не выше допустимого на эксплуатационную колонну давления (см. выше давление испытания колонн на герметичность).

Если приемистость пласта слабая и в качестве ЖГС применяют соленую воду или раствор хлористого кальция, то после замены скважинной жидкости до глубины спуска насоса закачивание ЖГС прекращают на некоторое время, необходимое для осаждения более тяжелой ЖГС на забое скважины. За это время более легкая скважинная жидкость поднимается вверх. При повторном промывании скважины эта жидкость также заменяется ЖГС.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫВКИ

Расчет состоит в определении гидравлических потерь в процессе движения жидкости по трубам при прямой и обратной промывках.

При промывке скважины скорость восходящего потока жидкости должна быть больше скорости свободного падения наиболее крупных частиц песка в этой жидкости.

1. Скорость подъема размытого песка $v_{\pi} = v_{\text{в}} - v_{\text{кр}}$, где $v_{\text{в}}$ — скорость восходящего потока жидкости; $v_{\text{кр}}$ — скорость свободного падения песка в жидкости (критическая скорость).

Принято, что минимальная величина v_{π} равна $v_{\text{в}}/2$.

2. При прямой промывке гидравлические потери в промывочных трубах определяют по формуле

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d} \frac{v_{\text{н}}^2}{2} \rho,$$

где h_1 — потери напора в трубах, Па; λ — коэффициент трения; H — длина труб, м; d — внутренний диаметр труб, м; $v_{\text{н}}$ — скорость нисходящего потока, м/с; ρ — плотность жидкости, кг/м³.

При движении жидкости с песком в кольцевом пространстве потери напора определяют по формуле

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D - d_1} \frac{v_{\text{в}}^2}{2} \rho,$$

где φ — коэффициент, учитывающий увеличение потерь напора из-за содержания в жидкости песка ($\varphi = 1,12 \div 1,2$); D — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; d_1 — наружный диаметр промывочных труб, м; $v_{\text{в}}$ — скорость восходящего потока в кольцевом пространстве, м/с.

3. Для определения гидравлических потерь h_1 и h_2 при обратной промывке используют те же формулы, но только формула для h_1 будет для восходящего потока, а формула для h_2 — для нисходящего потока. Коэффициент φ надо учитывать в формуле для восходящего потока (в промывочных трубах).

4. Потери напора для уравнивания разности плотностей жидкости в промывочных трубах и кольцевом пространстве (так как в восходящем потоке содержится песок) определяют по формуле

$$h_3 = \frac{(1 - m) F l \rho g}{f} \left[\frac{\rho_{\pi}}{\rho} \left(1 - \frac{v_{\text{кр}}}{v_{\text{в}}} \right) - 1 \right],$$

где m — объем пустот между отдельными частицами песка, занимаемый жидкостью ($m = 0,3 \div 0,45$); F — площадь сечения обсадной колонны, м²; l — высота промытой песчаной пробки по длине одной трубы или одного колена труб, м; f — площадь сечения кольцевого пространства при прямой промывке и площадь сечения промывочных труб при обратной промывке, м²; ρ_{π} — плотность песка, кг/м³ (для кварцевого песка $\rho_{\pi} = 2650 \div 2700$ кг/м³); ρ — плотность промывочной жидкости, кг/м³; $v_{\text{кр}}$ — скорость свободного падения частиц песка в жидкости, м/с; $v_{\text{в}}$ — скорость восходящего потока, м/с.

5. Потери напора в шланге и вертлюге (h_4 и h_5) можно принять по экспериментальным данным суммарно (табл. 147).

6. Общие гидравлические потери напора при промывке:

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5.$$

Таблица 147

Расход жидкости, л/с	$h_4 + h_5$, 10^5 Па	Расход жидкости, л/с	$h_4 + h_5$, 10^5 Па
3	0,4	8	2,9
4	0,8	10	5
5	1,2	15	11
6	1,7	20	20

7. Давление на забое скважины:

$$p = 10^4 \rho H + h_2 + h_3.$$

8. Мощность, необходимая для промывки:

$$N = 10^{-6} hQ/\eta,$$

где N — мощность, кВт; h — общие гидравлические потери, Па (или Н/м²); Q — подача промывочного агрегата, л/с; η — к. п. д. агрегата.

Ниже в табл. 148—151 приводятся справочные данные для расчета гидравлических потерь напора при промывке скважин.

Диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Коэффициент гидравлического сопротивления λ для воды	0,04	0,037	0,035	0,034	0,032

Таблица 148

Диаметр частиц, мм	Скорость падения зерен в воде, м/с	Диаметр частиц, мм	Скорость па- дения зерен в воде, м/с	Диаметр частиц, мм	Скорость па- дения зерен в воде, м/с
0,01	0,00006	0,8	0,0860	5,0	0,3000
0,05	0,0014	1,0	0,1083	7,0	0,3550
0,10	0,0059	1,5	0,1643	10,0	0,4250
0,30	0,0300	2,0	0,1900	15,0	0,5200
0,50	0,0524	3,0	0,2325	25,0	0,6720

Таблица 149

Диаметр эксплуата- ционной колон- ны, мм	Потери напора h_3 при диаметре промывочных труб, мм							
	прямая промывка				обратная промывка			
	60	73	89	114	60	73	89	114
114	19	25	—	—	47	32	—	—
141	15	18	21	—	76	51	35	—
168	14	16	19	27	105	70	47	27
194	13	15	16	21	145	96	64	36
219	—	14	15	18	—	129	86	50

Расход жид- кости, л/с	Условный диаметр и толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	Скорость подъема жидкости в кольцевом пространстве при прямой промывке, м/с				
		диаметр промывочных труб				
		60	73	89	102	114
5	114×7	1,00	1,40	—	—	—
6		1,20	1,70	—	—	—
8		1,60	2,20	—	—	—
10		2,00	2,80	—	—	—
12		2,40	3,35	—	—	—
15		3,00	4,20	—	—	—
5	127×7	7,00	0,85	1,30	—	—
6		8,50	1,00	1,60	—	—
8		1,10	1,40	2,10	—	—
10		1,40	1,70	2,60	—	—
12		1,70	2,10	3,10	—	—
15		2,10	2,60	3,90	—	—
6	146×8	0,60	0,65	0,85	—	—
8		0,80	0,85	1,10	—	—
10		0,95	1,05	1,40	—	—
12		1,15	1,30	1,70	—	—
15		1,40	1,60	2,10	—	—
8	168×9	—	0,60	0,70	0,80	1,10
10		—	0,75	0,90	1,00	1,30
12		—	0,90	1,10	1,20	1,60
15		—	1,10	1,30	1,50	2,00
10	219×9	—	—	0,40	0,45	0,50
12		—	—	0,50	0,55	0,60
15		—	—	0,60	0,65	0,75

Если при промывке применяют нефть, то меняется лишь значение λ , которое при турбулентном режиме определяют:

$$\lambda_1 = 0,3164/\sqrt[4]{Re_1};$$

при ламинарном режиме $\lambda_1 = 64/Re_1$, где Re_1 — число Рейнольдса:

$$Re_1 = v_n d/\nu;$$

при движении жидкости в кольцевом пространстве:

$$Re_2 = \frac{v_v (D - d_1)}{\nu},$$

где v_n — скорость нисходящего потока, м/с; v_v — скорость восходящего потока, м/с; ν — кинематическая вязкость нефти, м²/с.

Расход жидкости, л/с	Скорость подъема жидкости в промывочных трубах при обратной промывке, м/с				
	условный диаметр труб, мм				
	60	73	89	102	114
3	1,53	1,00	0,66	0,48	0,37
4	2,04	1,33	0,88	0,64	0,50
5	2,55	1,66	1,10	0,80	0,62
6	3,06	2,00	1,32	0,96	0,75
7	3,57	2,33	1,54	1,12	0,88
8	4,08	2,66	1,76	1,28	1,00
9	4,59	3,00	1,98	1,44	1,11
10	5,10	3,33	2,20	1,60	1,25
12	6,12	4,00	2,62	1,92	1,50
15	7,65	5,00	3,30	2,40	1,86

При $Re < 2320$ — режим движения жидкости ламинарный; при $Re > 2800$ — турбулентный.

6. ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ

ПОНЯТИЕ О ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ

Абсолютная отметка пласта

$$h_{\text{абс}} = h_{\text{ф}} \pm A,$$

где $h_{\text{ф}}$ — фактическая глубина расположения пласта, м; A — альтитуда, значение которой берется со знаком «+», если устье скважины ниже уровня моря, и со знаком «—», если устье скважины выше уровня моря.

За альтитуду устья скважины принимают отметку фланца эксплуатационной колонны. Если нужно определить абсолютную отметку пласта с учетом высоты ротора, то к альтитуде устья прибавляют расстояние между столом ротора и фланцем эксплуатационной колонны. Чтобы отличить фактическую глубину от абсолютной отметки пласта, последнюю берут со знаком «—».

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор). Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $m_{\text{п}}$ называется отношение суммарного объема пор ($V_{\text{пор}}$) в образце породы к видимому его объему ($V_{\text{обр}}$)

$$m_{\text{п}} = V_{\text{пор}}/V_{\text{обр}}.$$

Пористость измеряется в долях единицы или в процентах (например, 0,20 или 20 %).

Во многом свойства пористых пород зависят от размеров поровых каналов, по величине которых нефтяные пласты условно разделяют на три группы:

больше 0,5 мм — сверхкапиллярные, движение жидкости в них происходит свободно;

от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм) — капиллярные, движение жидкости происходит под действием силы большей, чем капиллярные силы, газы перемещаются легко; меньше 0,0002 мм — субкапиллярные, жидкости практически перемещаться не могут.

ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под проницаемостью горной породы понимают ее способность пропускать через себя жидкости и газы. Коэффициент проницаемости породы определяют по формуле

$$k = \frac{Q \mu L}{\Delta p F},$$

где k — коэффициент проницаемости, м²; Q — расход жидкости, м³/с; μ — динамическая вязкость жидкости, Па·с; L — длина образца, м; Δp — перепад давления, Па; F — площадь поперечного сечения образца, м².

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемости:

под абсолютной понимают проницаемость, определенную при пропускании через высушенный образец породы сухого инертного по отношению к породе газа (азота или воздуха, очищенного от влаги);

под эффективной или фазовой понимают проницаемость породы для данного газа или жидкости при движении многофазных систем;

под относительной проницаемостью понимают отношение эффективной проницаемости к абсолютной.

Относительная проницаемость для керосина изменяется в зависимости от водонасыщенности пласта: при увеличении водонасыщенности до 50 % относительная проницаемость уменьшается в 5 раз, а до 80 % — снижается до нуля.

НЕФТЕВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

В продуктивных пластах поры пород заполнены водой, нефтью и газом. Степень заполнения пор породы характеризуется коэффициентами водонасыщенности K_v , нефтенасыщенности K_n и газонасыщенности. Нефтеводонасыщенность пластов определяют в процессе бурения скважин по данным лабораторных анализов кернов. Ее можно также определить по данным промыслово-геофизических исследований. Для исключения влияния фильтрата обычных растворов начальную нефтеводонасыщенность рекомендуется определять по данным анализов кернов, отобранных из скважины при бурении на безводных растворах. В этом случае сохраняется первоначальное содержание погребенной воды в образцах, соотношения воды и нефти в них определяют при условии $K_v + K_n = 1$.

СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Нефть в основном состоит из углерода (84—96 %) и водорода (11—14 %), в небольших количествах содержит кислород, серу и азот, в ничтожных — хлор, йод, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний.

Нефть представляет собой смесь углеводородов метанового, наftenового и ароматического рядов. Преобладают углеводороды первых двух рядов.

Метановые углеводороды относятся к насыщенным или предельным с общей формулой $C_n H_{2n+2}$.

Углеводороды от CH_4 (метан) до C_4H_{10} (бутан) при условиях (0,1 МПа и 0 °С) представляют собой газы, от C_5H_{12} (пентан) до $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ — жидкости, от $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ до $\text{C}_{35}\text{H}_{72}$ — твердые вещества и называются парафинами и церезинами.

В пластовых условиях нефть — это смесь углеводородов всех трех рядов. На поверхности нефть теряет газ и частично из нее выделяется парафин, образуя пробки в трубах.

Нефти бывают малосернистые (содержание серы до 0,5 %), высокосернистые (больше 0,5 %), малосмолистые (смола менее 8%), смолистые (8—28 %), сильно смолистые (более 28 %); беспарафинистые (парафина до 1 %), слабопарафинистые (1—2 %), парафинистые (свыше 2 %).

Основные физические свойства нефти — это плотность, вязкость, сжимаемость, поверхностное натяжение, теплоемкость, температуры кипения, застывания, испарения, теплота сгорания, растворимость, электрические и оптические свойства.

Плотность нефти $\rho = M/V$, где M — масса тела, г; V — объем тела, см^3 .

Удельный вес нефти $\gamma = \rho g$, где g — ускорение свободного падения.

Плотность нефти изменяется в пределах 0,760—0,960 г/см³. Единица динамической вязкости μ — Па·с, кинематической вязкости ν — м²/с. Связь между ν и μ выражается формулой $\nu = \mu/\rho$.

Коэффициент сжимаемости нефти

$$\beta_n = - \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p},$$

где Δp — перепад давления; ΔV — изменение объема жидкости; V — первоначальный объем жидкости.

$$\beta_n = (4 - 140) 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}.$$

С другой стороны,

$$\beta_n = \frac{b'_n - b_n}{b_n \Delta p},$$

где b_n и b'_n — объемные коэффициенты нефти соответственно при первоначальном и текущем пластовом давлении; Δp — величина снижения пластового давления.

Объемный коэффициент нефти

$$b = V_{n, \text{пл}} / V_{n, \text{д}},$$

где $V_{n, \text{пл}}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{n, \text{д}}$ — объем нефти после дегазации.

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОКОНДЕНСАТОВ

Физические свойства компонентов, входящих в состав природных газов, приведены в табл. 152.

Коэффициент сжимаемости газа z определяется экспериментальным путем. Приближенно значения z можно найти по кривым Брауна в зависимости от приведенного давления $p_{пр}$ и приведенной температуры $T_{пр}$. Последние представ-

Таблица 152

Параметр газа	Обозначение	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан C_4H_{10}	Нормальный бутан $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	Изопентан $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	Нормальный пентан $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	Углекислый газ CO_2	Оксид углерода CO	Сероводород H_2S	Азот N_2	Воздух
Молекулярная масса	M	16,04	30,05	44,06	58,08	58,08	72,15	72,15	44,01	28,01	34,08	28,02	28,97
Плотность по воздуху	ρ	0,554	1,038	1,523	2,007	2,007	2,491	2,491	1,529	0,968	1,191	0,967	1,000
Плотность при 0,1 МПа и 0 °С, кг/м ³	ρ'	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,046	3,046	1,977	1,250	1,539	1,250	1,293
Плотность при $T_{\text{кр}}$ и $\rho_{\text{кр}}$, кг/м ³	$\rho'_{\text{кр}}$	162	210	225,5	232,5	225,2	—	232	468	301	—	311	—
Критическая температура, °С	$T_{\text{кр}}$	—82,5	33,0	+96,6	+134,0	+152,0	+187,8	+197,2	+31,1	—140,2	+100,4	—147,0	—140,7
Критическое давление, МПа	$p_{\text{кр}}$	4,58	4,85	4,34	3,82	3,57	3,29	3,30	7,29	3,45	8,89	3,35	3,72
Объем 1 кг газа, м ³	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,51	0,39	0,39	0,31	0,31	0,51	0,80	0,66	0,80	0,78
Масса 1 м ³ газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85	3,22	3,22	1,96	1,25	1,52	1,25	1,29

ляют отношения рабочих и абсолютных давлений и температуры для газа данного состава (псевдокритические значения):

$$p_{\text{пр}} = \frac{p}{\sum (y p_{\text{кр}})}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{\sum (T_{\text{кр}})},$$

где y — молярное или объемное (в долях единицы) содержание данного углеводорода в газе; $p_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ — критические давление и температура.

Все газы при постоянном давлении расширяются одинаково. Коэффициент расширения газа

$$\alpha = 1/273 = 0,003663,$$

$$V_1 = V_0 (1 + \alpha t) = V_0 \left(1 + \frac{t}{273} \right),$$

где V_1 — объем газа при температуре t °С; V_0 — объем газа при температуре 0 °С; α — коэффициент расширения.

Давление у всех газов при постоянном объеме (в закрытом сосуде) возрастает с повышением температуры также на $1/273$ долю того давления, которое имел газ при 0 °С:

$$p_1 = p_0 (1 + \alpha t) = p_0 \left(1 + \frac{t}{273} \right).$$

где p_1 и p_0 — давление газа в сосуде при температурах t и 0 °С.

Объемный коэффициент газа B служит для перевода объема газа в нормальных условиях к объему, занимаемому тем же количеством газа в пластовых условиях:

$$B = z \frac{T \cdot 1,033}{273 p} = 0,00378 z \frac{T}{p}.$$

За относительную плотность газа принимается число, показывающее, во сколько раз масса газа, заключенная в определенном объеме при данных давлении и температуре, больше или меньше массы сухого воздуха, заключенного в том же объеме при нормальных условиях: $d = \rho_{\text{г}}/\rho_{\text{в}}$ (где $\rho_{\text{г}}$ и $\rho_{\text{в}}$ — плотность газа и воздуха).

Чем жирнее газ, тем больше он содержит тяжелых компонентов, тем больше его плотность.

Плотность газов измеряют с помощью специальных приборов — пикнометров или же эффузивным методом, т. е. путем измерения скорости истечения газов из отверстий.

Плотность газа можно также определить по его относительной молекулярной массе. Для смеси газов их среднюю (кажущуюся) молекулярную массу рассчитывают по известному молярному компонентному составу газа:

$$\bar{M} = y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n = \sum y_i M_i,$$

где $\bar{M}$ — средняя относительная молекулярная масса газа; $M_1, M_2, \dots, M_n$ — относительные молекулярные массы соответствующих компонентов; $y_1, y_2, \dots, y_n$ — молярные доли компонентов.

Один киломоль (кмоль) любого газа при нормальных условиях занимает объем, равный 22,4 м³. Следовательно, относительную плотность газов (по воздуху) можно определить по их средним молекулярным массам:

$$d = \bar{M}/M = \bar{M}/28,97.$$

По известной плотности газа ρ_0 при нормальных условиях можно определить среднюю его молекулярную массу $\bar{M}=22,4 \rho_0$.

Поскольку плотности многих углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха, то эти газы могут накапливаться в низких местах. Это надо учитывать при проведении работ на промысле.

Конденсаты из добываемого жирного газа выделяются вследствие снижения давления при постоянной температуре или при охлаждении. В первую очередь при этом конденсируются наиболее тяжелые, а затем более легкие компоненты.

Характеристика газа газоконденсатных месторождений приведена в табл. 153.

Таблица 153

Показатель	Газовая смесь относительно содержания конденсата		
	бедная	средняя	богатая
Содержание конденсата, см ³ в 1 м ³ газа	До 135	135—270	Более 270
Объемная доля метана, %	Более 90	85—90	До 85
Давление максимальной конденсации, МПа	7—8	8—10	Более 10
Средняя молекулярная масса газа	18—20	20—24	Более 24

ВОДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Воды нефтяных и газовых месторождений подразделяются на контурные (краевые), подошвенные, промежуточные, верхние и нижние.

Контурные воды залегают в пониженных частях нефтегазоносных пластов. Верхняя часть пласта насыщена нефтью (газом), а нижняя — краевой водой.

Подошвенные воды располагаются в приконтурной части пласта. Однако, если контакт между нефтью (газом) и водой находится выше подошвы пласта, подошвенная вода подстилает всю залежь.

Промежуточные воды залегают в пластах или пропластках среди нефтегазоносных пластов.

Верхние воды — это воды всех водоносных пластов, залегающих выше данного нефтегазоносного пласта.

Нижние воды — это воды всех водоносных пластов, залегающих ниже данного нефтегазоносного пласта.

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи также содержится вода. Эта вода, оставшаяся со времени образования залежи, называется остаточной (связанной).

Физические свойства пластовых вод

Плотность пластовых вод ρ_v возрастает с увеличением концентрации солей Q . Приблизительная зависимость между этими параметрами приводится ниже.

ρ_v при 15,5°C, кг/м ³	1000	1020	1040	1060	1080	1100	1120	1140	1160	1180	1190
Q , кг/м ³	—	27,5	55,4	83,7	113,2	143,5	175,8	210,0	~236	~270	~284

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения:

$$E = \Delta V / (V \Delta t),$$

где ΔV — изменение объема воды при изменении температуры на Δt ; V — объем воды в нормальных условиях.

В пластовых условиях $E = 18 \cdot 10^{-5} - 90 \cdot 10^{-5} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$ и возрастает с увеличением температуры, уменьшается с ростом пластового давления.

Коэффициент сжимаемости воды

$$\beta_v = \Delta V / (V \Delta p);$$

$$\beta_v = (3,7 - 5,0) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}} \text{ в пластовых условиях.}$$

При наличии растворенного газа плотность увеличивается и может быть приближенно определена по формуле

$$\beta_{vg} = \beta_v (1 + 0,05 S),$$

где β_{vg} — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, Па^{-1} ; S — количество газа, растворенного в воде, $\text{м}^3/\text{м}^3$; β_v — коэффициент сжимаемости чистой воды, Па^{-1} .

Объемный коэффициент пластовой воды определяют из отношения удельного объема воды в пластовых условиях $V_{пл}$ к удельному объему ее в стандартных условиях V_n :

$$b = V_{пл} / V_n.$$

С увеличением пластового давления b уменьшается, а с увеличением температуры b повышается. Поэтому b изменяется в сравнительно узких пределах (0,99—1,06).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Температура имеет большое влияние на вязкость. Влияние давления на вязкость воды незначительно и зависит от природы и концентрации растворенных солей и от температуры. В области низких температур (5—10 $^{\circ}\text{C}$) вязкость слабоминерализованных вод уменьшается с повышением давления.

Химический состав вод

В водах нефтяных месторождений в основном преобладают ионы натрия (Na), в меньших количествах встречаются щелочноземельные элементы (Ca, Mg и др.), ионы хлора (Cl), карбонаты (ионы CO_3), бикарбонаты (ионы HCO_3), а из растворенных газов — углекислота (CO_2), метан (CH_4), сероводород (H_2S), азот (N), иногда гелий и аргон. Химический состав этих вод выражается в ионной форме, в г или мг на 1 л или на 100 г воды. Положительно заряженные ионы (H^+ , Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} и другие) называются катионами; отрицательно заряженные (OH^- , Cl^- , Br^- , I^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} и другие) называется анионами.

Определенные в лаборатории массовые количества ионов переводятся в миллиграмм — эквивалентную форму путем деления этих количеств на соответствующие эквивалентные массы. Эквивалентные массы представляют отношения атомной массы иона или молекулярные массы радикала к его валентности:

$$\text{Cl} = 35,5/1 = 35,5; \text{Mg} = 24/2 = 12; \text{SO}_4 = 96/2 = 48; \text{HCO}_3 = 61/1 = 61.$$

На практике вместо эквивалентных масс пользуются их обратными величинами: $Cl = 1/35,5 = 0,0282$. Тогда массовые количества ионов переводятся в миллиграмм — эквивалентную форму путем умножения их на обратные величины эквивалентных масс.

Величины, обратные эквивалентным массам: $Cl - 0,0282$, $SO_4 - 0,0208$, $Mg - 0,0822$, $CO_2 - 0,0454$, $CaO - 0,0357$, $K - 0,0256$, $CO_3 - 0,0333$, $Ca - 0,0499$, $Na - 0,0435$, $SO_3 - 0,0250$, $MgO - 0,0496$.

В промышленной практике широко применяется классификация типов вод по В. А. Сулину (табл. 154).

Знак r означает, что расчет ведется в эквивалентной форме.

Таблица 154

Тип воды	Коэффициент		
	$\frac{r Na}{r Cl}$	$\frac{r Na - r Cl}{r SO_4}$	$\frac{r Cl - r Na}{r Mg}$
Сульфатнатриевый	Более 1	Менее 1	Менее 0
Гидрокарбонатнатриевый	Более 1	Более 1	Менее 0
Хлоркальциевый	Менее 1	Менее 0	Более 1
Хлормagneиный	Менее 1	Менее 0	Менее 1

ДАВЛЕНИЕ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Пластовое давление — это основной источник энергии в пластах, представляющий напор краевой, подошвенной вод, газа в газовой шапке, давление растворенного газа в нефти в момент выделения газа из раствора, силу тяжести, упругость пласта и насыщающих его нефти, воды и газа. Указанные показатели проявляются раздельно или совместно. Чем выше давление, тем больше запасы энергии в пласте. При разработке месторождений изучается изменение пластового давления и проводятся работы по регулированию этого давления, чтобы наилучшим образом использовать энергию пласта.

Замерами установлено, что пластовое давление увеличивается с глубиной по определенному закону, в среднем это увеличение составляет 0,1 МПа на 10 м (т. е. $H/10$) и соответствует гидростатическому давлению воды.

Однако имеются нефтяные месторождения, где пластовое давление превышает гидростатическое. Тогда используется выражение «аномально высокое пластовое давление».

Более точную величину пластового давления устанавливают посредством гидродинамических исследований.

Забойное давление — это давление столбов жидкости и газа на забой скважины.

Перепад давления (депрессия на пласт) — разница между пластовым и забойным давлениями.

Забойное давление измеряют скважинным манометром. Однако для приближенных расчетов можно использовать следующие зависимости.

В фонтанной скважине для определения забойного давления используется три варианта.

Условия первого варианта — НКТ спущены до верхних отверстий фильтра, забойное давление выше давления насыщения $p_{заб} > p_{нас}$, т. е. того минималь-

ного давления, при котором смесь нефти и газа в пласте находится только в жидкой фазе.

Забойное давление

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}} + L \rho_{\text{ср}}/100,$$

где $p_{\text{затр}}$ — давление в затрубном пространстве, Па; L — глубина спуска НКТ, м; $\rho_{\text{ср}} = (\rho_{\text{заб}} + \rho_{\text{пов}})/2$ — средняя относительная плотность нефти в затрубном пространстве ($\rho_{\text{заб}}$ — плотность, определенная по анализу глубинной пробы, г/см³).

В этом варианте возможны погрешности при определении средней плотности нефти.

Условия второго варианта — $p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$, т. е. все затрубное пространство заполнено газом. Забойное давление можно определить с учетом только изменения плотности газа по высоте столба и при постоянной температуре газа 20 °С:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}} e^{1,2 \cdot 10^{-4} L \rho_{\text{г}}}$$

или без учета изменения плотности газа по высоте столба и при постоянной температуре газа 20 °С:

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}} (1 + 1,2 \cdot 10^{-4} L \rho_{\text{г}}),$$

где $e = 2,718$ — основание натуральных логарифмов; $\rho_{\text{г}}$ — относительная плотность газа (по воздуху).

Формулы второго варианта нельзя применять, если добывается обводненная нефть.

Абсолютное забойное давление в газовых скважинах определяют по формуле второго варианта с учетом изменения плотности газа.

Забойное давление (условие третьего варианта) при эксплуатации штанговыми насосами определяют отбивкой динамического уровня в затрубном пространстве. Тогда динамический столб жидкости

$$h_{\text{ж}} = H - h,$$

где H — глубина скважины до середины фильтра, м; h — динамический уровень, м.

$$p_{\text{заб}} = h_{\text{ж}} \rho_{\text{н}}/100,$$

где $\rho_{\text{н}}$ — плотность нефти.

Если в продукции скважины имеется и вода, то забойное давление рассчитывается очень приближенно. В этом случае дебит жидкости $q_{\text{ж}}$ состоит из нефти $q_{\text{н}}$ и воды $q_{\text{в}}$. Доля воды m в % будет: $m = q_{\text{в}}/q_{\text{ж}} 100$; доля нефти n в % будет: $n = q_{\text{н}}/q_{\text{ж}} 100$; $m + n = 100$ %.

Столб жидкости над приемом насоса состоит из нефти $h_{\text{н}}$, а столб жидкости от фильтра до приема насоса состоит из нефти с водой $h_{\text{ж}} - h_{\text{н}}$. Тогда $n(h_{\text{ж}} - h_{\text{н}})$ будет условным столбом нефти в жидкости от приема насоса до фильтра, $m(h_{\text{ж}} - h_{\text{н}})$ — условный столб воды

$$p_{\text{заб}} = h_{\text{н}} \rho_{\text{н}} + \frac{n}{100} (h_{\text{ж}} - h_{\text{н}}) \rho_{\text{н}} + \frac{m (h_{\text{ж}} - h_{\text{н}}) \rho_{\text{в}}}{100}.$$

Если обводненность продукции высокая, то приближенно можно считать, что столб жидкости от приема насоса до фильтра состоит из воды.

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Последний этап строительства скважины (или заканчивание скважины) включает в себя вскрытие продуктивного пласта, спуск и цементирование эксплуатационной колонны, оборудование забоя и вызов притока.

В зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других показателей применяют различные методы вскрытия, которые должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- исключение открытого фонтанирования;
- сохранение природных фильтрационных свойств пород призабойной зоны;
- обеспечение надлежащей площади поверхности вскрытия пласта для длительной безводной эксплуатации и максимального облегчения притока нефти (газа) к забою скважины.

Глубина спуска колонн и их цементирование зависят от пластового давления, наличия подошвенных вод, устойчивости пород-коллекторов.

Если в разрезе скважины имеются пласты с аномально высокими пластовыми давлениями или неустойчивые породы, а продуктивные пласты залегают ниже таких пород, то спускают промежуточную колонну до кровли продуктивного пласта. Затем вскрывают продуктивные пласты, спускают и цементируют эксплуатационную колонну, которая может быть сплошной или иметь хвостовик.

После цементирования сплошную колонну перфорируют в интервале продуктивного пласта. Недостаток этой конструкции — загрязнение призабойной зоны пласта цементом и, как следствие, ухудшение условий притока нефти.

Хвостовик спускают только для перекрытия продуктивного пласта и сообщения его со скважиной. При этом хвостовик представляет собой обсадные трубы с отверстиями. Такая конструкция наиболее целесообразна.

Но хвостовик может цементироваться и перфорироваться, т. е. конструкция забоя будет аналогичной конструкции со сплошной колонной.

Если продуктивные пласты сложены устойчивыми породами, то низ башмака эксплуатационной колонны устанавливают в их кровле. Тогда скважину эксплуатируют открытым забоем с наилучшими условиями притока нефти (газа).

При низком давлении в продуктивном пласте, отсутствии подошвенной воды и устойчивости пород продуктивную часть разреза также не цементируют. В этом случае осуществляют манжетное цементирование эксплуатационной колонны, имеющей в интервале продуктивного пласта фильтр. Фильтры спускают в скважину в готовом виде или изготавливают непосредственно в ней.

Наиболее простым фильтром является обсадная труба с круглыми отверстиями диаметром 1,6—19 мм, просверленными в шахматном порядке равномерно по всей поверхности трубы. Однако такой фильтр не может препятствовать поступлению песка внутрь колонны, вследствие чего его лучше применять для устойчивых пород.

Для пластов, сложенных рыхлыми породами, эффективны фильтры со щелевидными отверстиями. При этом вместе с нефтью пропускается только определенное количество песка, а основная его часть удерживается за фильтром, образуя как бы второй песчаный фильтр.

По конструкции эти фильтры представляют собой трубу со щелевидными отверстиями, расположенными по длине или поперек тела трубы, или с отверстиями, обмотанными специальной проволокой. Однако щелевидные фильтры

дороги. Поэтому часто применяют гравийные фильтры с уплотнением гравия в скважине и с уплотнением гравия на поверхности.

Для проведения ремонтных работ предпочтительна конструкция забоя с зацементированной, а затем перфорированной эксплуатационной колонной. В данном случае обеспечивается спуск НКТ, различных приборов, оборудования до забоя скважины, облегчаются условия проведения РИР (например, по отключению отдельных интервалов пласта). В то же время для закачивания различных реагентов в пласт более удобна конструкция скважины с открытым забоем или фильтром.

7. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ

Плотность некоторых твердых и жидких тел приведена в табл. 155.

Объемы вертикальных цилиндрических емкостей (резервуаров) можно определить, используя данные табл. 156.

Для проведения вспомогательных работ рекомендуется использовать следующие канатные узлы (рис. 1):

квадрат — для соединения двух канатов одинакового размера;

двойное колено — для соединения мокрых канатов неодинакового размера или каната с ушком, коушом;

беседочный — для использования в виде петли;

узел для захвата бруса — для поднятия или перетаскивания тяжелых брусьев (бревен);

выблочечный (морской) — для закрепления на трубе, бруске или столбе в любой точке каната;

колышка (морской) — для сращивания каната в ослабленном месте;

якорный — для привязывания каната или кабеля к якорю.

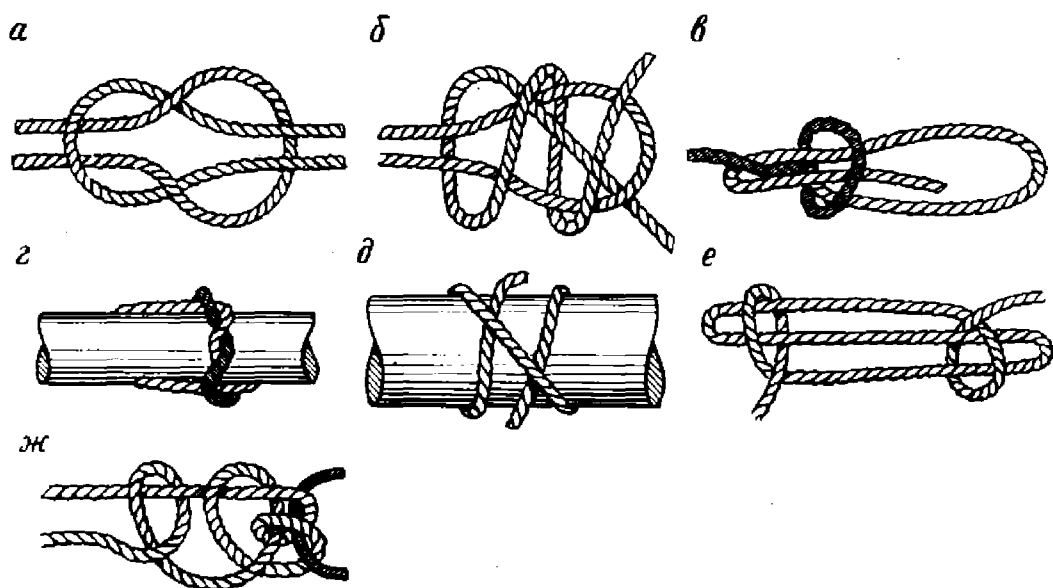


Рис. 1. Канатные узлы:

а — квадрат; б — двойное колено; в — беседочный; г — узел для захвата бруса; д — выблочечный (морской); е — колышка (морской); ж — якорный

Наименование	Плотность, г/см ³	Наименование	Плотность, г/см ³
Асбест	2,1—2,8	Известняк	1,9—2,8
Алебастр	2,3—2,8	Известь гашеная	1,18—1,25
Алмаз	3,4—3,6	Кирпич обыкновенный	1,4—1,55
Алюминий	2,7	Карбид кальция	2,26
Асфальт	1,1—1,5	Каучук	0,93
Баббит	7,1	Кварц	2,65
Барий	3,6	Керосин	0,78—0,82
Бензин	0,68—0,75	Латунь	8,5—8,6
Бетон	1,8—2,45	Лед	0,91
Бронза	7,4—8,8	Магний	1,74
Бумага	0,7—1,2	Марганец	7,3
Вода морская	1,02—1,03	Медь красная	8,8
Вода пластовая	1,05—1,2	Мел	1,8—2,6
Вольфрам	19,15	Молибден	10,2
Гипс обожженный	1,81	Натрий	0,97
Глина	1,5—2,6	Нафталин	1,15
Гравий	1,8—2,0	Никель	8,8
Гранит	2,5—3,0	Нитроглицерин	1,6
Дерево сухое:		Нефть	0,8—0,98
береза	0,5—0,8	Олово	7,2
ель	0,4—0,7	Парафин	0,87—0,91
дуб	0,7—1,03	Песок сухой	1,4—1,65
Железо прокат	7,6—7,8	Пемза	0,4—0,9
Земля сухая	1,0—2,0	Платина	21,4
Золото	19,3	Уголь каменный	1,2—1,5
Пробка	0,24	Уксусная кислота	1,049
Ртуть	13,6	Уран	18,7
Свинец	11,34	Фосфор	1,8—2,2
Серебро	10,5	Хром	6,7
Сера	1,95—2,0	Целуллоид	1,4
Слюда	2,6—3,2	Цемент	1,25—2,3
Соль поваренная	2,2	Цинк	6,8—7,3
Спирт	0,79	Чугун	6,6—8,8
Сталь	7,86	Шамотный камень	1,85
Углерод графит	1,9—2,3		
Уголь древесный	0,3—0,9		

Таблица 156

Внутрен- ний диа- метр, м	Объем 1 см высо- ты, л	Внутрен- ний диа- метр, м	Объем 1 см высо- ты, л	Внутрен- ний диа- метр, м	Объем 1 см высо- ты, л	Внутрен- ний диа- метр, м	Объем 1 см высо- ты, л
0,50	1,96	1,60	20,10	2,70	57,23	3,80	113,35
0,60	2,83	1,70	22,69	2,80	61,54	3,90	119,40
0,70	3,85	1,80	25,43	2,90	66,02	4,00	125,60
0,80	5,02	1,90	28,34	3,00	70,65	4,10	131,96
0,90	6,36	2,00	31,40	3,10	75,44	4,20	138,47
1,00	7,85	2,10	34,62	3,20	80,38	4,30	145,15
1,10	9,50	2,20	38,00	3,30	85,49	4,40	152,00
1,20	11,30	2,30	41,53	3,40	90,75	4,50	159,00
1,30	13,27	2,40	45,22	3,50	96,16	4,60	166,11
1,40	15,39	2,50	49,06	3,60	101,74	4,70	173,41
1,50	17,66	2,60	53,07	3,70	107,47	4,80	180,85
4,90	188,48	6,20	301,75	7,60	453,42	8,90	621,80
5,00	196,25	6,30	311,57	7,70	465,43	9,00	635,85
5,10	204,18	6,40	321,54	7,80	477,59	9,10	650,06
5,20	212,26	6,50	331,66	7,90	489,92	9,20	664,42
5,30	220,51	6,70	352,39	8,00	502,40	9,30	678,95
5,40	228,91	6,80	363,00	8,10	515,04	9,40	693,63
5,50	237,46	6,90	373,74	8,20	527,83	9,50	708,46
5,60	246,18	7,00	384,65	8,30	540,79	9,60	723,46
5,70	255,05	7,10	395,72	8,40	553,90	9,70	738,61
5,80	264,07	7,20	407,00	8,50	567,16	9,80	753,91
5,90	273,26	7,30	418,33	8,60	580,59	9,90	769,38
6,00	282,60	7,40	429,87	8,70	594,17	10,00	785,00
6,10	292,10	7,50	441,56	8,80	607,90		

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Оборудование для добычи нефти	3
Оборудование фонтанной скважины	3
Оборудование скважин, эксплуатирующихся установками скважинных штанговых насосов	7
Станки-качалки	10
Установка погружных центробежных электронасосов	10
Установка погружных винтовых электронасосов	19
Оборудование для компрессорной эксплуатации скважин	20
Компрессоры	22
2. Оборудование и инструменты, применяемые при капитальном ремонте скважин	22
Подъемные сооружения — вышки и мачты	22
Подъемные механизмы — лебедки, подъемники, агрегаты	24
Талевая система	33
Инструмент для спуско-подъемных операций	38
Оборудование для вращения инструмента	49
Промывочные агрегаты и насосы	52
Цементировочные агрегаты	53
Насосные агрегаты	58
Цементосмесительные машины и агрегаты	58
Пескосмесительные агрегаты	63
Автоцистерны	63
Насосно-компрессорные трубы	66
Зарубежные насосно-компрессорные трубы	70
Бурильные трубы	71
Утяжеленные бурильные трубы	74
Ведущие бурильные трубы	76
Обсадные трубы	80
Забойные гидравлические двигатели	80
Долота	87
Ловильные инструменты	88
Пакеры	101
3. Исследование скважин	108
Оборудование для спуска скважинных приборов с целью исследования скважин	118
Промысловые исследования по определению интервалов негерметичности эксплуатационной колонны	119
4. Обработка призабойной зоны пластов	121
Солянокислотная обработка призабойной зоны	122
Приготовление раствора соляной кислоты	127
Виды кислотных обработок, условия и технология их применения	131
Кислотные обработки скважин с терригенными коллекторами	140
Образование неорганических отложений в нефтяных добывающих скважинах и методы его предупреждения	144
Механические методы обработки призабойной зоны	145
Тепловые методы обработки призабойных зон пластов	152
Физические методы воздействия на продуктивные пласты	155

5. Капитальный ремонт скважин	156
Классификация капитального ремонта скважин	157
Ремонтно-изоляционные работы	157
Технология проведения ремонтно-изоляционных работ методом тампонирования	161
Установка цементных мостов в скважине	165
Ликвидация скважин	167
Особенности ремонта нагнетательных скважин	170
Зарезка второго ствола	170
Технология вскрытия «окна» и бурения	173
Ликвидация аварий	174
Методы и технология освоения скважин после ремонтно-изоляционных работ	176
Изоляционные (тампонажные) реагенты, применяемые при проведении РИР, их свойства	179
Жидкости для промывки и глушения скважин	185
Гидравлический расчет промывки	191
6. Данные по геологии	194
Понятие о породах-коллекторах	194
Проницаемость горных пород	195
Нефтеводонасыщенность горных пород	195
Состав и физические свойства нефти	195
Состав и свойства природных газов и газоконденсатов	196
Воды нефтяных и газовых месторождений	199
Давление в нефтяных и газовых месторождениях	201
Заканчивание скважин	203
7. Справочные данные	204

ВАЛЕНТИН АЛЕКСАНДРОВИЧ БЛАЖЕВИЧ
ВИЛЬ ГАЙСОВИЧ УМЕТБАЕВ

СПРАВОЧНИК МАСТЕРА ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ СКВАЖИН

Редактор издательства О. А. Латышева
Художественный редактор В. В. Шутько
Технические редакторы А. В. Трофимова, Л. Г. Лаврентьева
Корректор В. И. Ионкина
ИБ № 4357

Сдано в набор 14.06.84. Подписано в печать 27.11.84. Т-22548. Формат 60×90^{1/16}.
Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. п. л. 13,0.
Усл. кр.-отт. 13,25. Уч.-изд. л. 17,0. Тираж 7900 экз. Заказ 1080/8464—6. Цена 90 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19
Ленинградская картографическая фабрика ВСЕГЕИ