

А. В. Валиханов,
Н. И. Хисамутдинов,
Г. З. Ибрагимов

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

МОСКВА ● НЕДРА ● 1978



Валиханов А. В., Хисамутдинов Н. И., Ибрагимов Г.З. Подземный ремонт насосных скважин. М., «Недра», 1978. 198 с.

В книге рассмотрены средства проведения подземного ремонта насосных скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами. Дан краткий анализ причин, обуславливающих необходимость проведения подземного ремонта, описаны современные технические средства и технология основных производственных операций при текущем ремонте скважин. Приведены сведения о подготовке, хранении и использовании технологической жидкости, широко используемой при подготовительных работах.

Учитывая особую роль процесса освоения в повышении надежности погружной центробежной электроустановки, подробно рассмотрены гидродинамический и тепловой режимы скважины в период освоения ее после подземного ремонта. На основе фактических материалов, главным образом из опыта работы объединения Татнефть, дан анализ основных показателей подземного ремонта: межремонтного периода, коэффициентов эксплуатации, сменности и т. д.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников нефтяной промышленности.

Табл. 32, ил. 39. Список лит. 31 назв.

В последние годы наметились определенные изменения в структуре механизированного способа добычи нефти. При внедрении методов поддержания пластового давления, главным образом путем заводнения, увеличивается число скважин с потенциально высокими дебитами, повышается роль погружных центробежных электронасосов (ЭЦН), которые имеют большие преимущества перед штанговыми насосами. Эти преимущества возрастают с увеличением глубины скважин, с ростом угла наклона ее ствола, а также при эксплуатации скважин в труднодоступных районах с болотистыми и вечномерзлыми грунтами.

Если сравнительно недавно в СССР основной объем механизированной добычи нефти приходился на штанговые насосы, то к настоящему времени почти две трети такой добычи приходится на ЭЦН, а в объединении Татнефть их доля достигает 80% [8].

Около 45% парка центробежных электронасосов эксплуатируется на скважинах Ромашкинского, Новоелховского, Бавлинского и Прикамского месторождений Татарской АССР. Здесь представлены практически все типоразмеры используемых в настоящее время погружных ЭЦН.

Поэтому фактический материал, накопленный в Татарии, можно использовать для характеристики эффективности эксплуатации скважин этими насосами; накопленный опыт позволяет судить о техническом и организационном уровне подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН.

Приведенный в табл. 1 материал свидетельствует о больших материальных и трудовых затратах, связанных с подземным ремонтом. Так, суммарная годовая стоимость работ по проведению подземного ремонта составляет около 6 млн. руб., а суммарное время пребывания бригад подземного ремонта на ремонтируемых скважинах составляет 400—500 тыс. ч.

За рубежом также затрачивают большие средства на подземный ремонт скважин. В США на поддержание фонда эксплуатационных скважин в работоспособном состоянии в 1974 г. было затрачено около полумиллиарда долларов [31].

Таким образом, при широком внедрении погружных ЭЦН особую важность приобретают вопросы надежности оборудования и подземного ремонта скважин. Это определяется спецификой применения ЭЦН — подземным расположением привода насоса, высокой нестационарностью работы установки, широким диапазоном рабочих характеристик насосов (по подаче, напору, расходуемой мощности) при небольшом диапазоне диаметров эксплуатационных скважин.

Использованием электрического привода, размещенного непосредственно у насоса, решена одна из проблем механизированного способа подъема пластовой продукции на поверхность — коммуникация большого количества энергии в скважинах на значительные глубины.

Вместе с тем размещение электродвигателя в скважине выдвинуло ряд задач, которые актуальны как для эксплуатационников, так и для проектировщиков. При этом на первый план выдвигается проблема обеспечения высокой надежности и работоспособности погружного электродвигателя (ПЭД), эксплуатируемого в сложных физико-химических, гидродинамических и тепловых условиях. Особенно напряженные температурные условия для ПЭД создаются в переходные периоды (смена режима эксплуатации, освоение скважины после ремонта и др.), продолжительность которых часто бывает соизмеримой с продолжительностью работы на стационарном режиме. 66—89% отказов ЭЦН в скважинах в зависимости от условий эксплуатации приходится на электродвигатель и кабель (наибольшее число отказов глубинного оборудования связано с выходом из строя электроприводной части [11]).

Проделана большая научно-исследовательская, проектно-конструкторская и производственная работа по повышению надежности и работоспособности ЭЦН. Так, межремонтный период скважин, оборудованных ими в Татарии, повысился за последние 5 лет с 240—250 до 310—320 сут. Опыт применения ЭЦН показал

Таблица 1
Показатели подземного ремонта насосных скважин
с ЭЦН по объединению Татнефть за 1973—1976 гг.

Наименование показателя	Годы			
	1973	1974	1975	1976
Число ремонтов	6274	7050	7438	8411
Время одного ремонта, ч	39,2	37,0	37,5	36,6
Время пребывания на скважине бригады подземного ремонта, ч	60,1	57,2	56,5	59,2
Стоимость одного ремонта, руб	840	756	810	840

возможность дальнейшего увеличения межремонтного периода за счет повышения работоспособности отдельных узлов и установки в целом.

Наряду с созданием работоспособных и надежных установок, токоподводящих кабелей и другого оборудования большое значение для повышения эффективности данного способа эксплуатации имеют совершенствование технологии подземного ремонта, модернизация основных технических средств, внедрение более передовых организационных форм в службе подземного ремонта.

Таким образом, широкое внедрение погружных центробежных электроустановок на нефтяных промыслах связано не только с их подбором и эксплуатацией, но и с подземным ремонтом скважин.

За помощь в проведении промысловых исследований авторы выражают благодарность Р. Г. Фархулину, а также признательны проф. Г. В. Молчанову за замечания по всем разделам книги, которые были весьма полезны.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЦН

Подземный ремонт скважин относится к категории текущих и в отличие от капитальных зависит главным образом от надежности технологического оборудования и техники подъема пластовой продукции с забоя на дневную поверхность¹. Поэтому структура отказов (причины подземных ремонтов), а также технология и средства их проведения в значительной степени определяются способом эксплуатации.

Подземный ремонт скважин, эксплуатируемых погружными ЭЦН, разделяется на: собственно текущий, аварийный и вызванный необходимостью воздействия на призабойную зону пласта. Из них аварийный ремонт требует наибольших материальных и трудовых затрат.

Текущий ремонт

К собственно текущему ремонту насосных скважин с ЭЦН относятся следующие работы.

Планово-предупредительный ремонт. Важность ремонта этой категории возрастает в условиях большого фонда механизированных скважин. При рациональной организации планово-предупредительных ремонтов возможно значительное повышение эффективности работы скважин. Кроме того, может заметно повышаться отбор нефти в результате оптимизации распределения планово-предупредительного ремонта и связанного с ним повышения надежности работы насосных установок.

Ревизия подземного оборудования. Такой текущий подземный ремонт приобретает важное значение при большом фонде насосных скважин, так как он может

¹ Часть ремонтов, связанных с пластом и обсадной колонной, также относится к подземным.

быть совмещен с операциями по контролю за разработкой и исследованием продуктивного пласта. В практике нефтегазодобывающих управлений объединения Татнефть такое совмещение дает хороший эффект, в частности позволяет получать информацию о забойных давлении и температуре с помощью измерительных элементов, опускаемых ниже насоса. Кроме того, проверка подземного оборудования связана с меняющимися во времени условиями их эксплуатации: изменение обводненности продукции скважины, состава поступающей вместе с нефтью на прием насоса воды, а также давления и температуры. При этом своевременная проверка подземного оборудования способствует не только более рациональной организации планово-предупредительных ремонтов, но и дает соответствующую информацию для совершенствования подземного оборудования, проектируемого для конкретных условий эксплуатации. Поэтому при проведении ревизии подземного оборудования особенно тщательно должна вестись документация.

Ликвидация неисправности в погружной электроустановке. При подземных ремонтах этой категории обычно заменяют один или несколько неисправных элементов погружной центробежной электроустановки (двигателя, насоса, кабеля или протектора) исправными. Их заменяют как в полевых условиях, так и в специализированных мастерских. Но иногда независимо от степени и вида неисправности полностью заменяют всю погружную установку. Такой подход, в частности получающий все большее распространение в объединении Татнефть, имеет преимущества. Все ремонтные работы проводятся в мастерских или на заводе и потому максимально специализируются. При этом резко сокращаются объем работы в полевых условиях и продолжительность подземного ремонта. Необходимость создания повышенного резерва комплектов погружных установок приводит к некоторому снижению степени использования оборудования. Но это в полной мере компенсируется увеличением межремонтного периода вновь установленного оборудования.

Смена погружной центробежной электроустановки. Ремонт этой категории вызывается изменениями в условиях эксплуатации. Например, падение пластового

давления приводит к необходимости спуска высоконапорного насоса; разработка месторождения при активном поддержании пластового давления приводит зачастую к использованию более высокопроизводительных насосов; при режиме падающей добычи может быть и обратная замена на насосы малой подачи, вплоть до перевода скважин на глубиннонасосный способ эксплуатации штанговыми насосами. Смена типоразмера погружной установки может быть вызвана и изменением свойств перекачиваемой продукции (резкий рост обводненности, содержания механических примесей, корродирующих компонентов и т. д.).

Смена способа эксплуатации. Динамика подземных ремонтов, связанных со сменой способа эксплуатации, носит специфический характер и имеет несколько максимумов в зависимости от технологии разработки нефтяного месторождения. Для месторождений типа Ромашкинского, например, значительный максимум отмечается в связи с массовым переводом фонтанных скважин на механизированный способ эксплуатации. При этом внедряются как погружные ЭЦН, так и штанговые, а также гидропоршневые установки. Другой максимум связан с форсированием добычи при прогрессирующем обводнении нефтяных скважин. В этом случае штанговые насосы и гидропоршневые установки заменяют высокопроизводительными погружными ЭЦН. Возможны также подземные ремонты в скважинах, в которых требуется повторная замена погружных насосов вновь на штанговые, что в основном проводится в малодебитных скважинах по технико-экономическим соображениям.

Очистка насосно-компрессорных труб. В процессе эксплуатации скважин с ЭЦН часто возникает необходимость в очистке насосно-компрессорных труб с извлечением их на поверхность. При этом подъемные трубы очищают от парафиновых отложений, посторонних предметов (стекло, скребки, провод и т. д.) и механических примесей, которые не могут быть удалены из полости насосно-компрессорных труб иным способом.

Замена обычных труб на трубы со специальным покрытием. На промыслах Татарии и Башкирии ремонты данной категории широко распространены в

связи с повсеместным применением остеклованных труб и труб, покрытых специальными смолами.

Подъем глубинного насосного оборудования перед сдачей скважины в консервацию. Ремонт этого вида проводится в случаях, когда прекращается эксплуатация скважины на достаточно длительный срок и глубинное оборудование этой скважины используют на других скважинах. При малых сроках консервации скважины извлечение подземного оборудования, как правило, не оправдано.

Специальный подземный ремонт в связи с исследованием продуктивного горизонта. Подземные ремонты с целевым исследовательским назначением проводятся лишь в случае крайней необходимости. Целесообразнее совмещать исследование скважин и пластов с подземным ремонтом скважин.

Аварийный ремонт

В скважинах, оборудованных погружными ЭЦН, число аварийных ремонтов относительно невелико и при правильной эксплуатации оборудования может быть сведено до минимума. Если при штанговой эксплуатации аварийные отказы, например, вследствие обрывов штанг являются по существу ожидаемыми, то при работе погружных ЭЦН аварийные отказы — маловероятные события, не присущие данному способу эксплуатации скважин. Не останавливаясь на подробной классификации аварийных подземных ремонтов, отметим лишь основные типы аварий при эксплуатации погружных установок ЭЦН в условиях Ромашкинского месторождения.

Заклинивание. Как правило, заклинивание установки возникает при подъеме оборудования на дневную поверхность и входит в категорию сложных ремонтов. Основные причины заклинивания:

ненадежное крепление кабеля поясками к насосно-компрессорным трубам;

образование сальников в эксплуатационной колонне;

обрыв кабеля.

Заклиниванию установки в значительной степени способствуют наличие парафина в затрубном пространстве и изменение сечения эксплуатационной

колонны (разные толщина стенок и диаметр колонны при ступенчатой конструкции).

Падение оборудования на забой скважины. Эти аварии возникают также в основном в процессе спуско-подъемных операций или других работ на скважине и главным образом при использовании некачественных (неотбракованных) труб или инструмента.

Ремонты, связанные с воздействием на пласт

К этому виду ремонтов относятся: дострел продуктивного горизонта; герметизация обсадной колонны и заколонного пространства;

водонизоляционные работы; обработка призабойной зоны пласта, например с целью интенсификации притока жидкости к забою.

Рассматриваемая категория подземных ремонтов во многих нефтегазодобывающих управлениях проводится бригадами капитального ремонта.

Структура основных видов подземных ремонтов

Анализ структуры основных видов подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН представляет интерес, во-первых, с точки зрения надежности и эффективности глубинного оборудования и, во-вторых, с точки зрения рациональной организации службы подземного ремонта в нефтегазодобывающих управлениях. При рассмотрении лишь причин отказов в работе глубинного оборудования из анализа исключают такой подземный ремонт, как смена способа эксплуатации, типоразмера погружной установки, замена обычных насосно-компрессорных труб на трубы со специальным покрытием. Между тем, в определенных условиях на той или иной стадии разработки нефтяного месторождения именно подземный ремонт перечисленных видов может стать определяющим для организации и планирования соответствующих служб.

В то же время необходим и дифференцированный анализ причин отказов глубинного оборудования (под отказом понимается не только прекращение подачи

нефти, но и отклонения выше нормы таких основных технологических показателей, как дебит скважины, давление, температура, расход электроэнергии, химических реагентов, материалов и сырья).

Специальное рассмотрение причин отказов глубинного оборудования насосных скважин с ЭЦН позволяет предусмотреть оснащение специализированных мастерских соответствующим оборудованием, резервировать необходимые типоразмеры погружных установок и отдельных ее элементов. При этом также появляются условия для более глубокой специализации основной службы во всех ее звеньях, вплоть до бригад подземного ремонта и подготовительных бригад.

Реальная информация о распределении причин отказов оборудования насосной скважины также необходима для разработки организационно-технических мероприятий по устранению главных причин, для внесения соответствующих корректив в технологический режим скважин, а также для совершенствования конструкции и параметров погружной установки.

В табл. 2 представлено распределение причин 216 отказов в работе насосных скважин с ЭЦН за 1973 г. в НГДУ Елховнефть объединения Татнефть. Подавляющее большинство отказов (около 80%) в работе скважин, оборудованных погружными ЭЦН, связано с электроприводной частью (погружной электродвигатель и подводный кабель).

Наиболее распространенные причины отказа — снижение электрического сопротивления и пробой электроизоляции погружного двигателя и кабеля. Наличие таких специальных отказов, как прогар корпуса ПЭД (1,4%), температурное разрушение лобовой части двигателя (4,3%) и прогар наконечника муфты кабельного ввода (3,6%), свидетельствует о напряженности термодинамического режима погружной установки. Можно предположить, что высокая температура развивается в переходные периоды эксплуатации скважины, когда нарушается теплообмен между тепловым источником (погружной электродвигатель и подводный кабель) и омывающей средой (водонефтегазовая смесь).

Число отказов, непосредственно связанных с погружным ЭЦН, составляет менее 10%; их основные причины — засорение погружного насоса и снижение

Таблица 2

Структура причин подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН в НГДУ Елховнефть за 1973 г.

Причина подземного ремонта	Число ремонтов	То же, % к итогу
Пробой изоляции статора	112	27
Снижение сопротивления изоляции	120	28,91
Пробой изоляции двух фаз ПЭД	28	6,8
Пробой штекерного ввода	22	5,3
Температурное разрушение лобовой части двигателя	18	4,32
Прогар корпуса ПЭД	6	1,45
Работа ПЭД на двух фазах	1	0,24
Отворот статора	1	0,24
Загазирование кабеля	18	4,32
Пробой выводных концов	15	3,6
Прогар наконечника муфты кабельного ввода	15	3,6
Пробой сростков кабеля	7	1,7
Пробой изоляции кабеля	5	1,2
Пробой кабельной муфты	1	0,24
Засорение погружного насоса	20	4,8
Снижение подачи насоса	12	2,9
Разрушение вала насоса	3	0,73
Разрушение дуплекса	2	0,48
Заклинивание насоса	1	0,24
Разрушение шпонки насоса	1	0,24
Разрушение пружины протектора	4	0,97
Засорение подъемных труб	2	0,48
Разрушение болтов токоввода	1	0,24
Всего . . .	415	

подачи насоса. Последнее может происходить главным образом вследствие изменения условий на приеме насоса, например падения давления и разгазирования жидкости, поступающей в насос.

Таким образом, распределение отказов в работе скважин, оборудованных погружными ЭЦН, резко отличается от подобного распределения для скважин, эксплуатирующихся другими типами насосов. Если в скважинах со штанговыми насосами одним из самых надежных элементов является электроприводная часть, то в скважинах с ЭЦН — это наиболее слабое звено. Наоборот, надежность погружного насоса достаточно высока в сравнении с надежностью плунжерных

Таблица 3

Структура причин, обусловивших подземный ремонт скважин с ЭЦН за 1968 г.

Причина, обусловившая ремонт	Число подъемов НКТ	Число ремонтируемых скважин
<i>Электродвигатель с протектором</i>		
Пробой обмотки	156	67
Замыкание выводных концов	68	54
Заклинивание поршня протектора	2	2
Падение изоляции ниже допустимой	180	93
Заводской дефект	3	3
<i>Кабель КРБК и КРБП</i>		
Пробой КРБК	160	92
Пробой КРБП	36	34
Механическое повреждение КРБК и КРБП	73	67
Заводской дефект	11	11
<i>Насос</i>		
Загрязнение, запарафинирование	63	52
Обрыв скребков	11	11
Разрушение вала	4	4
Заклинивание	13	13
Износ	22	22
Неправильный подбор насоса	8	8
<i>Повторные ремонты</i>		
Не развернулась установка	21	17
Некачественный монтаж	12	12
Заводской дефект	11	11
По вине бригады подземного ремонта	17	17
<i>Причины, не зависящие от установки ЭЦН</i>		
Аварии	5	5
Заклинивание и обрыв		3
Прихват из-за пригорания кабеля к колонне		2
Обрыв двигателя в резьбовой части		1

насосов, у которых высок процент отказов вследствие выхода из строя клапанного узла, а также плунжерной пары.

Таблица 4
Структура причин, обусловивших подземный ремонт скважин с ЭЦН с подъемом НКТ за 1974—1975 гг.

Причина, обусловившая подземный ремонт	1974 г.	1975 г.
Повторные ремонты:		
механические повреждения кабеля	7	6
некачественное изготовление кабеля заводами	—	3
некачественный ремонт оборудования заводом РЭТО	22	2
некачественный ремонт кабеля	4	6
*нарушение правил монтажа установок	2	1
некачественный ремонт оборудования в мастерской	—	3
пропуск сливного клапана	—	2
слом шлицов муфты	—	2
механические повреждения кабеля бригадой КРС	2	—
по вине службы РИТС	2	—
Итого повторных ремонтов	39	25
Внедрение ЭЦН	72	127
Исследования, дострел (дополнительная перфорация колонны)	61	20
Опрессовка лифта	21	25
Изменение производительности	65	68
Промывка забоя скважины	50	62
Доспуск ЭЦН	4	18
Шаблонирование колонны	—	20
Замена изношенного оборудования	438	448
Промывка (горячая)	10*	—
Прочие причины	8	28
Всего . . .	768	845

* Кроме того, выполнено ремонтов без подъема НКТ: в 1974 г. — 30 и в 1975 г. — 37.

В табл. 3 и 4 представлены данные по распределению причин отказов соответственно за 1968 г. (фонд скважин с ЭЦН — 303) и за 1974—1975 гг. (фонд скважин с ЭЦН — 432—509). Сравнение данных

табл. 3 и 4 с данными табл. 2 дает возможность проследить те изменения в структуре подземного ремонта, которые происходят в результате изменения условий разработки месторождения.

Необходимо отметить, что удельный вес ремонтов (рис. 1), обусловленных отказом электроприводной части насоса в 1973—1975 гг., сохранился на высоком уровне, т. е. на уровне 1968 г., а структура отказов в целом обладает определенной консервативностью.

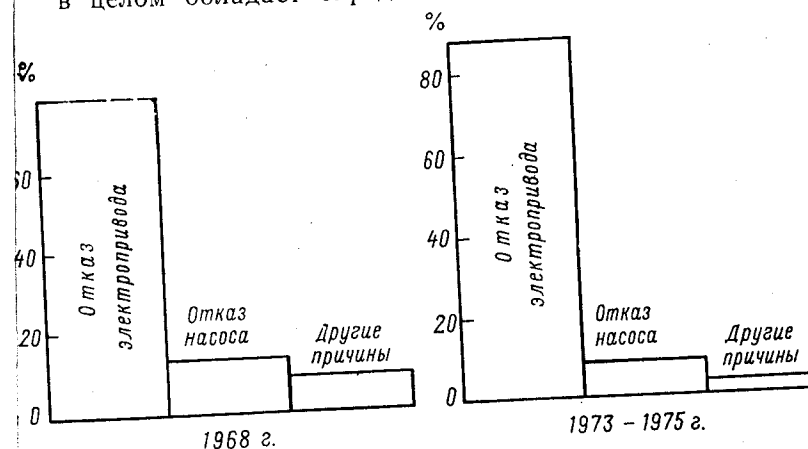


Рис. 1. Структура причин отказов в работе скважин с ЭЦН
Несколько уменьшилось число ремонтов, обусловленных отказом насоса, что объясняется заменой малопродуктивных насосов ЭН-40 и ЭН-20 более производительными и более надежными.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Подземный ремонт насосных скважин можно разделить на четыре основные технологически необходимые операции:

- промывка и глушение скважины;
- подготовка скважины и оборудования для подземного ремонта;
- спуско-подъемные операции и собственно ремонтные работы;
- освоение скважины после подземного ремонта.

В зависимости от особенностей разработки и эксплуатации нефтяных месторождений число основных операций может быть большим или меньшим, может меняться и характер операций. Например, такая технологическая операция, как глушение скважины, не является необходимой при аномально низких пластовых давлениях. Здесь же рассматривается технологическая схема подземного ремонта применительно к системе разработки нефтяных месторождений типа Ромашкинского с поддержанием пластового давления на уровне, близком или превышающем гидростатическое, в которых глушение скважины является необходимой операцией.

Промывка и глушение скважин

Нефтяная скважина считается подготовленной для проведения подземного ремонта, если создана возможность для проведения спуско-подъемных операций или других видов работ. При этом имеется в виду, что в процессе этих операций соблюдаются необходимые условия по охране труда рабочего персонала, исключаются загрязнения окружающей среды и потери нефти. Указанные условия обеспечиваются промывкой скважины, которая обычно совмещается с ее глушением.

Необходимость глушения скважины после ее остановки обуславливается следующими обстоятельствами. В связи с применением системы поддержания пластового давления текущее пластовое давление в районе ремонтируемой скважины бывает на уровне начального или даже значительно выше. В скважинах, эксплуатируемых погружными электроцентробежными установками, как правило, на забое создаются значительные депрессии. Например, в режиме форсированных отборов (при высокой обводненности пластовой продукции) перепад давления между пластовым и забойным давлением на скважинах Ромашкинского месторождения достигает 100 кгс/см^2 и более. При остановке таких скважин восстановление давления в скважине происходит достаточно интенсивно и уже через небольшой промежуток времени создаются условия для совершенно недопустимого в процессе

подземного ремонта самоизлива скважины. Глушение заключается в замене сформировавшегося в скважине столба смеси нефти, газа и пластовой воды столбом задавочной (технологической) жидкости с заданной плотностью. Условие обеспечения задавки скважины:

$$p_{пл} = \frac{L_{скв} \rho g}{\psi},$$

где $p_{пл}$ — пластовое (текущее) давление в районе ремонтируемой скважины; ρ — плотность задавочной жидкости; g — ускорение свободного падения; $\psi = 1,05 \div 1,10$ — коэффициент запаса.

Запас противодействия на пласт (5—10%) по сравнению с текущим пластовым давлением предусматривается для предотвращения возможности самоизлива скважины от непредвиденных или неконтролируемых факторов. Например, в результате увеличения закачки жидкости в смежные нагнетательные скважины возможны рост текущего пластового давления или в результате разгазирования оставшейся после промывки скважины нефти — заметное снижение противодействия на пласт.

Промывка и глушение скважины проводятся согласно заданию на подземный ремонт скважины. В задании, которое выдается бригаде подземного ремонта, указываются необходимые геолого-технические характеристики скважины и параметры погружной электроцентробежной установки. Определяются также необходимый объем промывочной жидкости и ее плотность (приложение 1).

Промывка и глушение скважины могут проводиться по схемам как прямой, так и обратной (рис. 2) циркуляции. Наиболее часто используют обратную циркуляцию.

Технологическую жидкость для постепенного замещения столба пластовой продукции в скважине закачивают при открытых центральной и манифольдной задвижках. Обратная промывка обеспечивает достаточно гарантированное замещение столба пластовой жидкости лишь до глубины спуска насоса. Для замещения всего столба пластовой жидкости используют следующий прием. После появления технологической жидкости на устье скважины, что фиксируется с по-

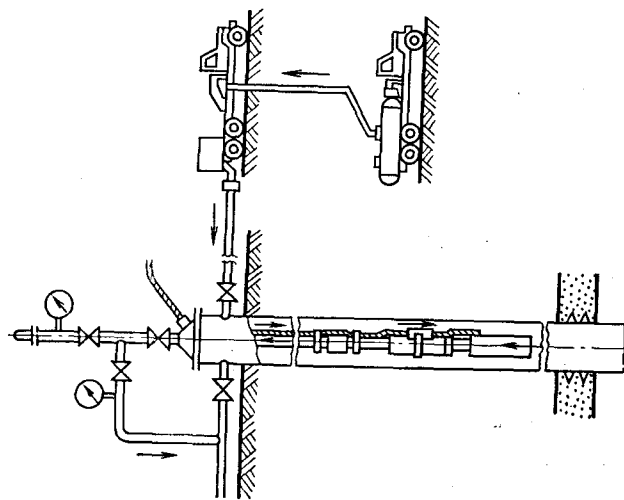


Рис. 2. Промывка и глушение скважины с ЭЦН по схеме обратной циркуляции

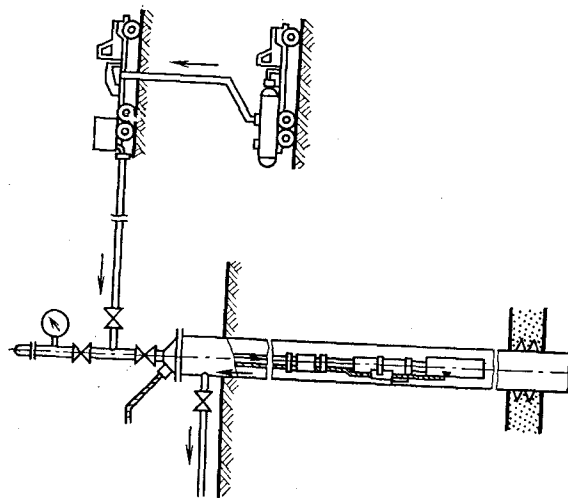


Рис. 3. Промывка и глушение скважины с ЭЦН по схеме прямой циркуляции

мощью контрольного вентиля, центральная задвижка закрывается, а закачка оставшейся технологической жидкости продолжается. При этом происходит резкое повышение давления в скважине. Естественно, давление в эксплуатационной колонне не должно превышать допустимого (100 кгс/см^2 для труб диаметром 146 мм и 80 кгс/см^2 для труб диаметром 168 мм).

Прямая промывка применяется обычно в случае засорения приемной сетки или ступеней насоса. По этой схеме выкидная линия агрегата присоединяется к манифольдной задвижке, а затрубное пространство к выкидной линии скважины (рис. 3).

Оба варианта промывки теоретически не гарантируют полного замещения столба пластовой продукции столбом технологической жидкости, если не предусмотреть проникновения определенного количества технологической жидкости в продуктивный пласт. Предпосылкой проникновения задавочной жидкости непосредственно в пласт является превышение давления столба жидкости в скважине над давлением в призабойной зоне пласта.

Подготовительно-заключительные и основные работы при текущем ремонте скважин с ЭЦН

После промывки и глушения на скважине проводятся подготовительные работы с целью обеспечения необходимых условий для подъема оборудования, его проверки, ремонта и последующего спуска в скважину. В процессе этих работ создается требуемый запас инструмента и материалов. Территория вокруг скважины в радиусе 35—40 м очищается и подготавливается для размещения оборудования.

Непосредственно монтаж подъемного оборудования проводится в соответствии с инструктивными картами, разработанными для основных типов подъемников — Азинмаш-37А, Азинмаш-43А и АКМ-28 (см. приложения 2—4). В них изложена последовательность выполнения отдельных операций и распределение обязанностей между членами бригады подземного ремонта; обобщены наиболее рациональные и безопасные приемы труда, разработанные на основе

передового опыта нефтегазодобывающих управлений объединения Татнефть. Использование инструктивных карт в практике подземного ремонта позволяет значительно снизить затраты материальных и денежных средств, сократить время на подземный ремонт скважин.

После очистки и подготовки площадки вокруг скважины и монтажа подъемного агрегата на площадке скважины размещаются кабеленаматыватель и осветительная установка (при наличии стационарного освещения специальные осветительные установки можно не монтировать), а со стороны приемных мостков располагают культбудку так, чтобы из нее был хороший обзор устья скважины и подъемного агрегата.

Схема размещения оборудования у устья ремонтируемой скважины представлена на рис. 4.

После размещения и монтажа оборудования, выполняемых подготовительной или основной бригадой подземного ремонта (в зависимости от структуры службы ремонта), монтируют механизмы и приспособления для спуско-подъемных операций. В этот цикл работ входит:

- установка инструментальной площадки (столика) на устьевую площадку;
- проверка пульта кабеленаматывателя;
- проверка состояния и исправности установленного оборудования и механизмов (под руководством мастера подземного ремонта скважин).

Вслед за всем этим подготовительным циклом приступают к собственно подземному ремонту, который начинается с разборки арматуры, выполняемой в соответствии с типовой инструктивной картой (см. приложение 5). Разобранную арматуру размещают на вспомогательной площадке в некотором удалении от основной. Далее с устья скважины снимают пьедестал и «заряжают» кабель погружной установки на подвесной ролик, монтируют механические или электро-механические ключи, которые предварительно должны быть опробованы для работы с кабелем. Далее монтируют пульт управления автономатывателем. Этим заканчивается подготовка скважины к спуско-подъемным операциям.

Порядок подъема погружной электроцентробежной установки и обязанности каждого члена бригады при выполнении этой операции изложены в приложении 6. Инструктивная карта, содержащаяся в приложении 6, является техническим условием на проведение

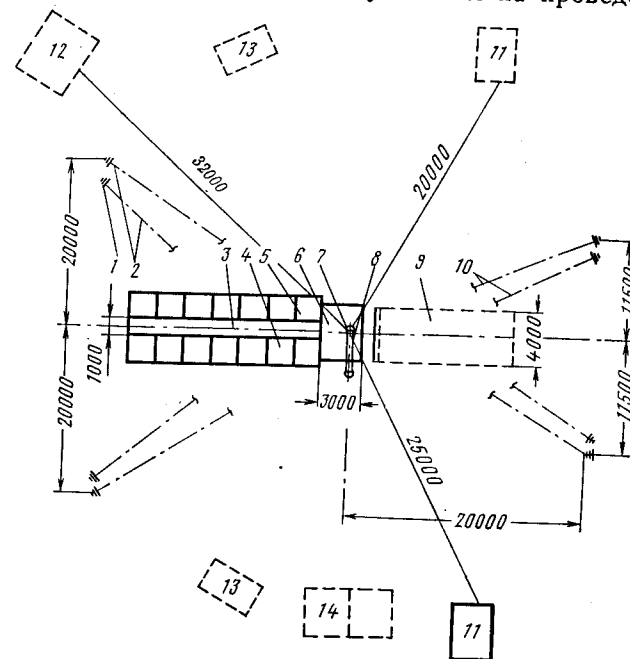


Рис. 4. Схема размещения оборудования у устья ремонтируемой скважины с ЭЦН.

1 — якорь; 2 — страховочные оттяжки; 3 — приемные мостки; 4, 5 — стеллажи для труб; 6 — рабочая площадка; 7 — скважина; 8 — выкидная линия; 9 — площадка для подъемника; 10 — силовые оттяжки; 11 — кабеленаматыватель; 12 — культбудка; 13 — осветительная установка; 14 — станция управления ЭЦН и автотрансформатор

подъема ЭЦН. В приложении 7 содержится аналогичная карта для проведения спуска ЭЦН.

Заключительные работы по подземному ремонту скважины проводят в порядке, обратном подготовительным (см. приложение 8). После завершения заключительных работ (установки арматуры и проверки состояния задвижек) агрегат (Азинмаш-37А, Азинмаш-43А или АКМ-28) демонтируют (см. приложения 9—11).

Аварийно-ремонтные работы

Эта категория работ проводится или бригадами подземного ремонта или бригадами капитального ремонта скважин. Они так же, как текущие ремонты, проводятся согласно плану-заданию, в котором подробно описывается причина аварии и приводятся геолого-технические данные по скважине. В отличие от текущих ремонтов для проведения аварийного ремонта подъемный агрегат оснащается индикатором веса.

Рассмотрим отдельные виды аварий и ремонтные работы, связанные с ними.

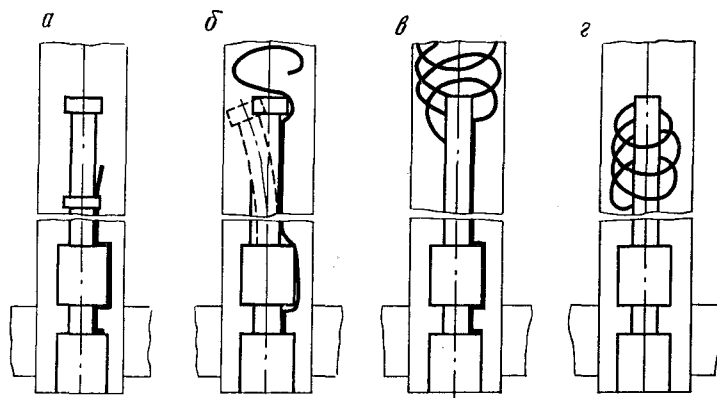


Рис. 5. Возможные варианты обрыва НКТ и кабеля в скважинах с ЭЦН

Падение на забой скважины погружной электроцентробежной установки с кабелем. Причина аварии — обрыв насосно-компрессорных труб (НКТ) в одном из резьбовых соединений вследствие неудовлетворительной их отбраковки. Возможны четыре варианта обрыва труб и кабеля:

верхний обрыв НКТ с нижним обрывом кабеля НКТ (рис. 5, а);

верхний обрыв НКТ с обрывом кабеля выше места обрыва колонны (рис. 5, б);

нижний обрыв НКТ с верхним обрывом кабеля и образованием из него сальника над оборвавшейся частью колонны (рис. 5, в);

нижний обрыв НКТ с верхним обрывом кабеля и образованием из него сальника ниже верхней части оборвавшейся колонны (рис. 5, г).

Для ликвидации описанных аварий применяют различные ловильные инструменты и соответствующую оснастку [13]. Работы по ликвидации аварии начинаются с определения точной глубины верхнего конца оборвавшихся труб от устья и места обрыва.

В варианте аварии а в скважину опускают наружную труболовку, посадку которой на конец извлекаемых труб совершают постепенно, без рывков. После захвата труболовкой муфты оборвавшейся колонны ее извлекают из скважины до появления кабеля. Эта операция также совершается медленно и без рывков во избежание образования сальников из кабеля при его прохождении через стыки обсадной колонны.

В варианте аварии б первоначально спускают захватное устройство типа крюка, при помощи которого извлекают оборвавшийся кабель. Расположение кабеля контролируют путем спуска «печати». Если кабель, расположенный выше муфты трубы, не поддается извлечению, в скважину опускают фрезу для срезки кабеля вплоть до муфты. Затем наружной или внутренней труболовкой захватывают и поднимают трубы.

Наиболее трудоемкой является ликвидация аварий типов в и г, что обусловливается обычно образованием в скважине сальников значительной протяженности. В варианте в, как и в варианте б, вначале ликвидируют сальник, затем с помощью «печати» определяют место оборванного конца трубы. Убедившись в отсутствии сальника, спускают труболовку.

Если установка находится не на забое, то при положении сальника ниже конца трубы (вариант г) вначале спускают труболовку или крюк с заглушенным выступом выше крюка и рывками проталкивают установку с трубами на забой. При этом сальник освобождается от труб. В противном случае отворачивают верхние трубы до освобождения сальника. В дальнейшем порядок работ аналогичен порядку при варианте в.

Падение кабеля погружной электроцентробежной установки в межтрубное пространство. Такие аварии, как правило, происходят при спуско-подъемных

операциях в результате нарушения правил работы с разрезными электромеханическими ключами со спайдером, неточной посадки элеватора и т. д. При четкой фиксации оборвавшегося кабеля у труб с помощью поясков он может быть извлечен при очередном подъеме НКТ. Однако на практике при подъеме труб фиксация кабеля часто нарушается и в межтрубном пространстве образуется сальник из кабеля. В этом случае ликвидация аварии осложняется: предварительно приходится поднимать трубы с кабелем до образования сальника небольшой длины, но достаточно плотного, что позволяет точно определить его местонахождение с помощью эхолота. Естественно, это возможно только тогда, когда уровень жидкости в скважине находится ниже зоны сальника. Для извлечения оборвавшихся труб и кабеля в скважину до зоны сальника спускают ловитель типа «ерш» длиной 3—3,5 м и диаметром 45—50 мм с ниппелем и муфтой. При этом спуск труб с «ершом» перед сальником (на расстоянии 0,5—1,0 м) замедляется, а затем в зоне сальника — ускоряется. В конечном счете трубы с «ершом» опускаются на 15—20 м ниже сальника, после чего начинается их подъем.

Заклинивание глубинного оборудования вследствие разной толщины стенки эксплуатационной колонны. При первых признаках заклинивания, которое, как правило, сопровождается резким изменением нагрузки, фиксируемой индикатором веса, необходимо прекратить подъем глубинного оборудования. При большой глубине подвески, т. е. при значительном весе труб, глубинное оборудование можно извлечь путем расхаживания колонны вначале с малой, а затем с большой амплитудой. Если заклинивание произошло от попадания в межтрубное пространство посторонних предметов, наибольший эффект дает расхаживание в сочетании с равномерной или циклической циркуляцией жидкости.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ПРОВЕДЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НАСОСНЫХ СКВАЖИН С ЭЦН

Техническая оснащенность основных служб подземного ремонта насосных скважин должна обеспечивать весь комплекс технологических операций и подготовительно-заключительных работ. При этом надо иметь в виду, что при ремонтных операциях часто возникают непредвиденные ситуации, требующие дополнительных технических средств. Ниже приводится перечень технических средств и оборудования, составленный на основе анализа работы служб подземного ремонта нефтегазодобывающих управлений объединения Татнефть. Этот перечень отражает применяемые в настоящее время подъемные агрегаты, подъемные механизмы и приспособления, а также технические средства, используемые при подземном ремонте скважин, оборудованных погружными электроцентробежными установками.

Типовая техническая оснащенность бригад текущего ремонта:

Основное оборудование и основные инструменты

Передвижной подъемный агрегат (Азинмаш-43А, Азинмаш-37А, АКМ-28 или трактор-подъемник с мачтой)	1
Талевый блок (кронблок)	1
Оттяжной ролик	1
Механизм для свинчивания и развинчивания НКТ (ЭМК или КМУ)	1
Элеваторы трубные (мм):	
размером 48(2")	2
» 63(2 1/2")	2
» 73(3")	1
Направляющая воронка для НКТ:	2
Штропы, комплект	2

Ключи трубные для работы с ЭМК или КМУ	по 2 на каждый размер труб
Ключи стопорные для работы с ЭМК или КМУ, шт.	по 2 на каждый размер труб
Ключи цепные	2
Приемные мостки для труб (простые или механизированные), комплект	1
Автоматизатор для кабеля КРБК, шт.	1
Приспособление для закрытия устья при спуске ЭЦН в скважину с возможными нефтегазопрооявлениями	1
Прожекторная установка с инструментальной тележкой (санями), комплект	1
Материалы, вспомогательное оборудование и подсобный инструмент	
Приспособление для опускания труб на мостки (тележка, лоток или желоб при обычной укладке труб)	1
Подставка для труб («козелок»)	1
Шаблоны для НКТ:	
размером 48(2")	1
» 63(2 1/2")	1
» 73(3")	1
Крюк для подтягивания и удержания труб	
Патрубок подъемный	по 1 на каждый размер труб
Патрубок монтажный	То же
Вилка для подтаскивания НКТ	1
Столик для ручного инструмента	1
Переводник трубный	по 1 на каждый размер труб
Катушка разрезная (подставка)	1
Специальный крюк для снятия поясов, крепящих кабель КРБК к трубам	1
Рулетка стальная длиной 20 м	1
Противоразбрызгиватель (отражатель жидкости)	1
Емкость с графитовой смазкой	1
Щетки для чистки резьбы насосно-компрессорных труб	2
Набор гаечных ключей, компл.	1
Приспособления для установки и оттягивания кабеля КРБК (крюк, плоскогубцы специальные)	2

Штроп для монтажа и демонтажа ЭМК, КМУ	1
Прочие инструменты и материалы (шприц-масленка, секач, кувалда обмедненная, лопаты, лом, обтирочный материал и пеньковый канат)	в коли- честве, обеспечи- вающем нормаль- ную ра- боту

Комплект индивидуальных защитных средств:

каска	4
очки	3
предохранительные пояса	2
диэлектрические перчатки, пар	2
диэлектрическая подставка	1
аптечка, комплект	1

Противопожарные средства:

огнетушители ОП-5	3
огнетушитель ОУ	1
ящик с песком объемом 3 м³	1
лом, топор, багор, лопата, кошма	1 комплект
Культбудка с сушилкой и санитарно-гигиеническим оборудованием	1
Радиостанция	1

ПОДЪЕМНЫЕ АГРЕГАТЫ

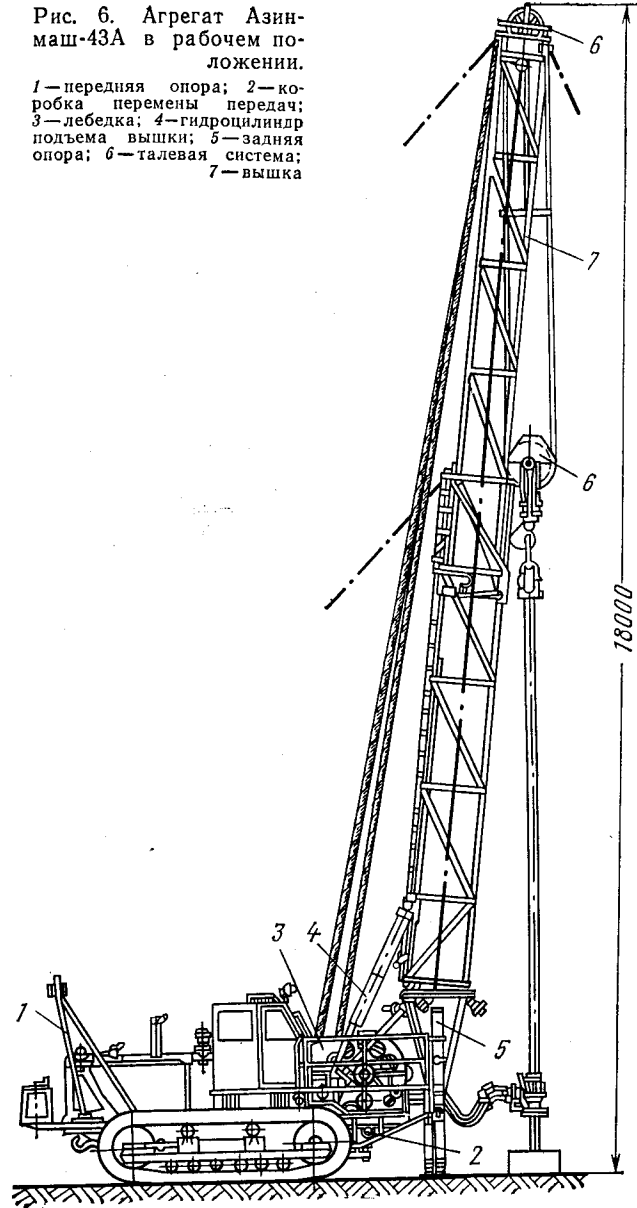
Наибольшее применение в подземном ремонте насосных скважин с ЭЦН в настоящее время находят агрегаты Азинмаш-37А, Азинмаш-43А и АКМ-28, основные технические характеристики которых представлены в табл. 5. Указанные подъемные агрегаты обеспечивают проведение подземного ремонта всех видов скважин в условиях безвышечной их эксплуатации.

Подъемный агрегат Азинмаш-43А (рис. 6) предназначен для спуско-подъемных операций с укладкой труб (штанг) на мостки при текущем ремонте скважин глубиной до 2900 м в районах с сильно пересеченным рельефом местности. Он смонтирован на базе болотоходного гусеничного гидрофицированного трактора Т-100МБГС с увеличенной шириной гусениц, что позволяет успешно эксплуатировать их в районах со слабым дорожным покрытием и в болотистых зонах. На шасси трактора смонтирована двухсекционная трубчатая телескопическая мачта, оснащенная четырехструнной талевой системой (2×3).

Таблица 5
Технические данные подъемных агрегатов

Параметры	Азинмаш-43А	Азинмаш-37А	АКМ-28
Грузоподъемность, т	28	28	28
Высота подъема крюка, м	12	12	10
Высота мачты, м	18	18	13,77
Габаритные размеры в транспортном положении, мм:			
длина	10 180	10 050	14 000
ширина	3280	2750	2600
высота	3915	4060	3805
Монтажная база подъемника	Трактор Т-100МБГС	Автомобиль КраЗ-255Б	Автомобиль Урал-375
Мачта (тип)	Телескопическая	Телескопическая	Ферменная постоянной длины
Угол подъема (спуска)	25°	25°	4°
Угол наклона мачты к вертикали в рабочем положении	5°45"	5°45"	—
Число барабанов лебедки	1	1	2
Двигатель (привод) лебедки	Тяговый	Тяговый	Тяговый
Скорость подъема труб, м/с	0,225—1,0	0,225—1,0	0,5—1,625
Наименьшая кратковременная скорость подъема и спуска, м/с	—	—	0,1
Оснастка талевой системы	2×3	2×3	4 струны
Тип тормоза лебедки	Ленточный	Ленточный	Ленточный
Масса агрегата, кг	22 450	20 145	12 600

Рис. 6. Агрегат Азинмаш-43А в рабочем положении.



Из шести оттяжных канатов два являются установочными. Подъемный агрегат вначале размещают на расстоянии 8—10 м от устья скважины со стороны, противоположной передвижным мосткам, а после размотки оттяжек мачты и установки площадок под домкраты его перемещают на рабочее место. На рабочем месте агрегатов, в 1,5 м от оси домкратов, осуществляется распределение стяжных винтов по якорям. После подъема первой и второй секций мачты ее крепят.

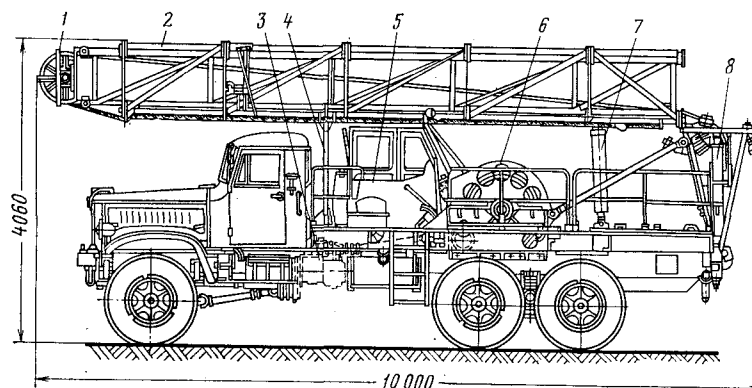


Рис. 7. Агрегат Азинмаш-37А в транспортном положении.
1—талева́я система; 2—вышка; 3—трансмиссия; 4—передняя опора;
5—кабина оператора; 6—лебедка; 7—гидроцилиндр подъема вышки;
8—задняя опора

Помимо мачты (вышки) с талевой системой в состав агрегата Азинмаш-43А входят следующие основные узлы и системы: однобарабанная лебедка, четырехскоростная коробка перемены передач, передняя и задняя опоры, системы управления агрегатом (гидравлическая, пневматическая и электрическая). Кроме того, с агрегатом поставляется автомат свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб АПР-2ВБ.

При транспортировке агрегата Азинмаш-43А мачта складывается и помещается в горизонтальном положении над трактором.

Подъемный агрегат типа Азинмаш-37А (рис. 7) также предназначен для спуско-подъемных операций

с укладкой труб (штанг) на мостки при текущем ремонте нефтяных и газовых скважин глубиной до 2900 м. Он представляет собой самоходную установку, смонтированную на базе автомобиля КраЗ-255Б высокой проходимости. За исключением ходовой части и некоторых других элементов указанный подъемник идентичен подъемнику Азинмаш-43А.

Подъемный агрегат АКМ-28 (рис. 8) смонтирован на базе трехосного вездеходного автомобиля Урал-375.

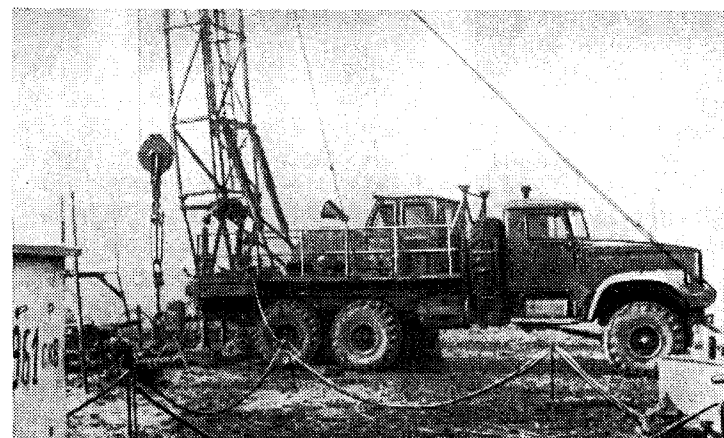


Рис. 8. Агрегат АКМ-28 в рабочем положении

Он снабжен ферменной мачтой постоянной длины (около 14 м). Подъем и спуск мачты осуществляются при помощи гидроподъемников, управляемых с выносного пульта. Вместе с агрегатом поставляются автоматические ключи АПР-ГП для свинчивания и развинчивания труб.

Рабочее место освещается светильниками, установленными на мачте и питающимися от электрической сети автомобиля.

В отличие от агрегатов типа Азинмаш агрегат АКМ-28 эксплуатируют без фиксирования мачты подъемника выносными оттяжными канатами. Эти функции выполняют два установочных каната, смонтированные на самой машине.

ПРИУСТЬЕВЫЕ ПЛОЩАДКИ ДЛЯ АГРЕГАТОВ

Приустьевые площадки для подъемных агрегатов входят в качестве одного из основных элементов схемы обустройства устья скважины. Из трех типов площадок — песчано-гравийных, грунтовых, железобетонных — предпочтение следует отдавать площадкам из железобетонных плит. Первые два типа могут выполнять функции временных промысловых сооружений. Необходимость сооружения железобетонных площадок диктуется преимущественным применением агрегатов на колесном ходу.

Перед строительством железобетонной площадки верхний слой грунта снимают и укладывают слой из песчано-гравийной смеси мощностью 25—30 см. На этот слой укладывают железобетонные плиты общей площадью $12 \times 3,5$ м. Верхняя отметка уровня плит должна располагаться на 0,5—0,6 м ниже уровня колонной головки, а расстояние от колонны до границы площадки должно быть в пределах 0,1—0,15 м.

После установки плит все швы заливают бетоном и создают откос для въезда подъемника. Для ослабленных (торфяных) грунтов железобетонные площадки должны иметь свайные основания при сохранении песчано-гравийной подушки. Сваи могут иметь винтовую конструкцию. Число и глубина заглубления свай определяются расчетным путем на основе подробной информации о составе и характере грунта в районе

Таблица 6

Допустимое давление для некоторых типов грунтов (в кгс/см²)

Грунт	Категория грунта		
	твердый	плотный	средней плотности
Песок:			
мелкозернистый	—	2,0	1,5
среднезернистый	—	2,5	2,0
крупнозернистый	—	3,5	3,0
Галечник с песчаным заполнением пор	4,0	—	—
Гравий из обломков кристаллических пород	3,0	—	—

скважины. Несущая способность грунтов, которая может быть принята при расчете, приведена в табл. 6.

Проведение прочностных поверочных расчетов следует считать безусловно необходимым мероприятием.

КРЕПЛЕНИЕ МАЧТ ЯКОРЯМИ

Тщательное крепление к якорям мачт подъемного агрегата необходимо для обеспечения их устойчивости в процессе спуско-подъемных операций.

К якорям, как правило, крепят силовые и страховочные оттяжные канаты (установочные укреплены непосредственно на основании подъемника). Испол-

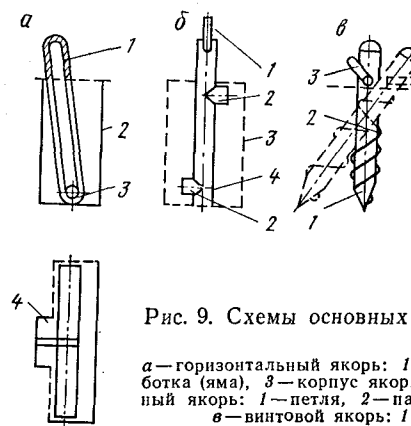


Рис. 9. Схемы основных типов якорей для крепления мачт подъемника:

а — горизонтальный якорь: 1 — канат, 2 — грунтовая выработка (яма), 3 — корпус якоря, 4 — карман; б — вертикальный якорь: 1 — петля, 2 — патрубки, 3 — яма, 4 — корпус; в — винтовой якорь: 1 — корпус, 2 — винт, 3 — петля

зуют три типа конструкции якорей (рис. 9): горизонтальный, вертикальный и винтовой.

Горизонтальный якорь размещают в грунтовой выработке глубиной 1,5 м, шириной 1 м и длиной 2 м с карманом для каната ($0,5 \times 0,3$ м). В качестве якоря используют отрезок трубы длиной 1,8 м, диаметром не менее 100 мм, толщиной 8—12 мм с антикоррозионным покрытием. Канат диаметром 25 мм, пропускаемый через середину трубы, на поверхности сращивают с образованием петли с радиусом 0,15 м. Выработку засыпают грунтом и утрамбовывают. Канат укладывают в подготовительный карман.

Вертикальный якорь изготавливают из аналогичного отрезка трубы и опускают его в вертикально пробуренную выработку глубиной около 1,5 м и диаметром

0,5 м. На корпус трубы приваривают патрубки длиной по 20 мм.

Винтовой якорь, корпус которого представляет собой цилиндрический ствол диаметром 73—100 мм, снабжен приваренными винтовыми лопастями из листовой стали толщиной 8—10 мм. Он является наиболее совершенным. Возможность ввинчивания якоря позволяет сохранить грунт в первоначальном (ненарушенном и уплотненном) состоянии, что значительно повышает сопротивление якоря «вырывающим» усилиям. Винтовой якорь может быть установлен под необходимым углом наклона к вертикали (от 0 до 40°) и, следовательно, приведен в соответствие с направлением действия основной силы.

Указанные размеры всех типов якорей могут быть рекомендованы для сухих плотных грунтов. В каждом конкретном случае в зависимости от условий установки и категории грунтов размеры и тип якоря следует определять путем тщательного механического расчета. Для определения несущей способности грунта может быть использована методика, рекомендованная для винтовых свай и анкеров [3].

ПРИГОТОВЛЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПРОМЫВКИ И ЗАДАВКИ СКВАЖИН

Современная технология подземного ремонта основана на предварительной промывке и глушении скважины. Поэтому одной из важнейших служб в нефтегазодобывающих управлениях является служба подготовки, хранения и контроля за качеством технологической жидкости.

При проведении подземного ремонта обычно используют три типа задавочной жидкости:

сточную воду, получаемую в результате промышленной подготовки пластовой продукции нефтяных скважин, плотностью 1,08—1,12 г/см³;

высокоминерализованную пластовую воду плотностью 1,18—1,23 г/см³;

специальные утяжеленные растворы плотностью до 1,45 г/см³.

Использование задавочной жидкости, обладающей большой плотностью, обусловлено высоким давлением

в продуктивных пластах. Тенденция роста среднего пластового давления на месторождениях, разрабатываемых с помощью заводнения, приводит к более широкому применению специальных утяжеленных жидкостей, поскольку с ростом пластового давления необходимая плотность задавочной жидкости также увеличивается.

Подготовка, хранение и использование первых двух задавочных жидкостей не связаны с большими затратами труда и средств, поскольку для этой цели применяют обычные водозаборные установки по упрощенной схеме (рис. 10). При этом сточная вода с

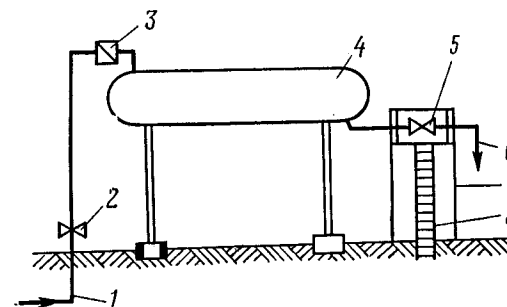


Рис. 10. Схема водозаборной установки при использовании в качестве задавочной жидкости сточной воды с установок подготовки нефти.

1—приемный коллектор сточной или минерализованной воды; 2—приемная задвижка; 3—регулятор уровня (давления); 4—буферная емкость; 5—выкидная задвижка; 6—линия отбора; 7—эстакада ферменная с площадкой; 8—лестница

установок по подготовке нефти (а высокоминерализованная вода из скважин) по приемному коллектору подается в буферную емкость (булит), объем и уровень воды в которой регулируются регулятором уровня или давления. Для удобства отбора воды строится эстакадная площадка для подъезда большегрузных водовозов. Объем единичных буферных емкостей, а также необходимое их число определяются общим расходом воды. Широкое распространение в объединении Татнефть получили пункты набора воды, состоящие из двух булитов с двумя питающими выкидными линиями. При использовании указанной схемы должно выполняться основное требование — бесперебойность снабжения водой. В условиях развитой сети

дорог и обычной сетки эксплуатационных скважин наиболее эффективным является равномерное по месторождению (площади) размещение пунктов набора задавочной жидкости.

При использовании специальной утяжеленной задавочной жидкости необходимо соблюдать условие — выдерживать заданные ее свойства: концентрацию и плотность. Кроме того, вода не должна содержать твердую фазу (механические примеси), она не должна быть аномально высоковязкой и не вступать в реакцию с контактирующими элементами схемы.

Указанные требования к специальной технологической жидкости обусловлены требованиями эксплуатации и ремонта наземного и подземного оборудования, в частности элементов погружной электроцентробежной установки.

В качестве утяжелителей используют соли и растворы на глинистой основе. Для приготовления утяжеленного раствора используют сточную или минерализованную пластовую воду. На рис. 11 представлена технологическая схема установки по приготовлению утяжеленной жидкости на основе соли хлористого кальция. Сточная или минерализованная пластовая вода поступает по коллектору в приемные резервуары 9 и 10. Здесь происходит предварительный ее отстой от механических примесей и остаточной нефти, для сброса которой предусмотрены плавающая труба и насос 8. Сточная вода из резервуаров 9 и 10 самотеком поступает в подземную промежуточную емкость 7 объемом 25—50 м³. Из промежуточной емкости насос 4 под давлением 10—12 кгс/см² подает сточную воду в гидросмеситель 3. Одновременно с этим при помощи транспортера 1 в гидросмеситель подается хлористый кальций через приемный люк 13. Происходит смешение соли с водой с последующим растворением. Количество подаваемой соли должно соответствовать заданной плотности задавочной жидкости.

Узел гидросмесителя состоит из двух отсеков, разделенных вертикальной перегородкой 17, перфорированной в верхней своей части для улавливания крупных частиц нерастворившейся соли. Более мелкие частицы улавливаются горизонтальной сеткой 16 с размером ячейки 0,4—0,5 мм. Из гидросмесителя жидкость по выкидной линии поступает в промежуточную

емкость 7. После подачи необходимого количества соли гидросмеситель отключается и насос 4 создает циркуляцию по малому кругу насос — промежуточная емкость до полного растворения взвешенных частиц соли и выравнивания концентрации раствора во всем его объеме. После этого тем же насосом готовая жидкость подается в резервуары 11.

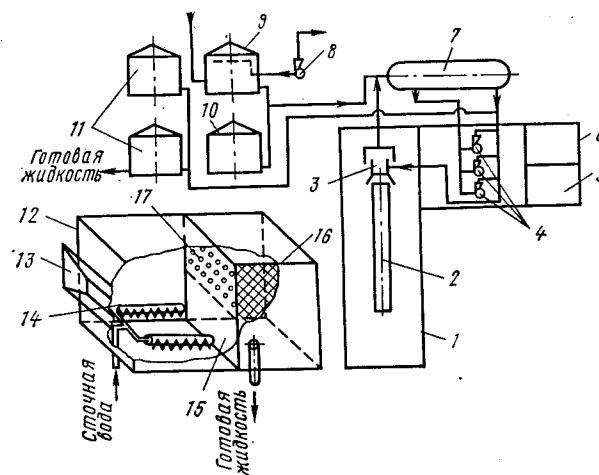


Рис. 11. Схема подготовки утяжеленной жидкости на основе CaCl_2 .

1 — склад для хранения CaCl_2 ; 2 — ленточный транспортер; 3 — гидросмеситель (см. 12—17); 4 — насосный блок; 5 — энергетическое оборудование; 6 — служебное помещение; 7 — промежуточная емкость; 8 — насос для откачки уловленной нефти; 9, 10 — емкости для сточной воды с ТХУ; 11 — резервуары для готовой задавочной жидкости; 12 — корпус; 13 — приемный люк; 14 — головки гидросмесителя; 15 — глухая перегородка; 16 — горизонтальная сетка; 17 — поперечная (вертикальная) сетка

На описанной установке, используемой в НГДУ Елховнефть объединения Татнефть, готовят следующие три сорта утяжеленной жидкости, отличающиеся по плотности.

1. Раствор готовят на основе пластовой воды плотностью до 1,18 г/см³. Плотность устойчивой утяжеленной жидкости при этом доводят до 1,33—1,35 г/см³. Дальнейшее насыщение солью приводит к образованию неустойчивого раствора.

2. Раствор готовят на основе сточной воды плотностью 1,08 г/см³. Плотность устойчивого

утяжеленного раствора составляет 1,26—1,28 г/см³. Жидкость этого сорта, несмотря на меньшую плотность по сравнению с первым раствором, обладает рядом преимуществ, вызванных наличием остаточного реагента после установок подготовки нефти, а именно: большой скоростью растворения соли; меньшей степенью загрязнения призабойной зоны продуктивного пласта.

3. Утяжеленную задавочную жидкость готовят на пресной воде плотностью до 1,04 г/см³. Устойчивая плотность получаемого раствора составляет 1,22—1,24 г/см³.

При отсутствии централизованного снабжения бригад подземного ремонта готовой задавочной жидкостью, когда утяжелитель поступает на промысловый пункт подготовки в сухом виде, необходимое количество утяжелителя для приготовления задавочной жидкости приходится определять на месте. Масса утяжелителя $M_{ут}$ для получения заданного объема V раствора с заданной плотностью ρ находится из аддитивного соотношения

$$M_{ут} = V \frac{\rho - \rho_v}{1 - \frac{\rho_v}{\rho_{ут}}}, \quad (1)$$

где ρ_v — плотность растворителя (воды); $\rho_{ут}$ — плотность сухого утяжелителя (соли).

Если утяжелитель имеет значительную влажность (более 5—10% об.), расчетная масса потребного количества утяжелителя может быть определена по формуле

$$M_{ут} = V \frac{\rho - \rho_v}{1 - \frac{\rho_v}{\rho_{ут} - (\rho_{ут} - \rho_{вл}) \sigma}}, \quad (2)$$

где $\rho_{вл}$ — плотность влаги, насыщающей исходный утяжелитель; $\sigma = V_{вл}/V_{ут}$ — объемная влажность утяжелителя в долях единицы; $V_{вл}$ — объем влаги, содержащейся в исходном утяжелителе; $V_{ут}$ — объем исходного утяжелителя.

После определения потребного количества утяжелителя определяется объем потребного количества растворителя

$$V_v = \frac{V\rho - M_{ут}}{\rho_v}.$$

Рассмотрим расчет необходимого количества исходных компонентов для приготовления 100 м³ утяжеленного раствора плотностью 1300 кг/м³ из сухого и увлажненного ($\sigma = 0,15$; $\rho_{вл} = 1040$ кг/м³) утяжелителя плотностью в сухом состоянии 1960 кг/м³. Плотность применяемого в качестве растворителя сточной воды 1080 кг/м³.

В первом варианте масса утяжелителя

$$M_{ут} = V \frac{\rho - \rho_v}{1 - \frac{\rho_v}{\rho_{ут}}} = 100 \frac{1300 - 1080}{1 - \frac{1080}{1960}} = 49\,100 \text{ кг} = 49,1 \text{ т},$$

а объем воды

$$V_v = \frac{V\rho - M_{ут}}{\rho_v} = \frac{100 \cdot 1300 - 49\,100}{1080} = 74,7 \text{ м}^3.$$

Во втором варианте

$$\begin{aligned} M_{ут} &= V \frac{\rho - \rho_v}{1 - \frac{\rho_v}{\rho_{ут} - (\rho_{ут} - \rho_{вл}) \sigma}} = \\ &= 100 \frac{1300 - 1080}{1 - \frac{1080}{1960 - (1960 - 1040) 0,15}} = 54\,000 \text{ кг} = 54 \text{ т}; \\ V_v &= \frac{V\rho - M_{ут}}{\rho_v} = \frac{100 \cdot 1300 - 54\,000}{1080} = 70,5 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Из расчета видно, что наличие в исходном утяжелителе 15% влаги приводит к необходимости увеличить подачу утяжелителя на 10% при соответственном снижении подачи растворителя.

ХРАНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ

Проблемы, возникающие при хранении технологической жидкости после приготовления, связаны с необходимостью сохранения основных ее свойств — плотности и концентрации.

При длительном (более 2—3 сут) хранении утяжеленных растворов происходит заметное изменение концентрации по высоте хранилища и выпадение твердой фазы. Этот процесс заметно интенсифицируется при повышении давления и снижении

температуры. Следовательно, для успешного хранения технологической жидкости необходимо соблюдать определенные соотношения между условиями (давление и температура) приготовления и хранения.

Можно, во-первых, рекомендовать приготовление раствора под определенным избыточным давлением, а хранение — при атмосферном давлении или даже под небольшим вакуумом.

Во-вторых, приготовленную при обычных температурных условиях технологическую жидкость следует хранить в условиях обогрева, а в зимнее время обеспечивать еще и теплоизоляцию.

Помимо термодинамических факторов определенное значение имеют гидродинамические. Например, циркуляция жидкости и применение специальных турбулизаторов в резервуаре способствуют сохранению качества утяжеленной задавочной жидкости в процессе его хранения.

Указанные мероприятия могут быть с наибольшим успехом реализованы при централизации службы технологической жидкости. Вероятно, в зависимости от конкретных условий (система разработки, густота сетки скважин, рельеф местности, климатические условия, наличие или отсутствие густой сети дорог и т. д.) уровень централизации должен быть разным. В одном случае оптимальной может оказаться схема снабжения технологической жидкостью с одной центральной базой подготовки и хранения жидкости для одного или нескольких нефтегазодобывающих управлений или даже для объединения в целом. В другом — рациональным будет строительство нескольких подобных баз на территории одного НГДУ.

Безусловно, схема снабжения технологической жидкостью должна устанавливаться на основании технико-экономических расчетов.

ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН ПОСЛЕ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА

Большое число отказов в работе насосных скважин с УЭЦН относится к моменту вывода системы на стационарный режим и к периоду, непосредственно следующему за этим.

Строгая математическая формализация технологического процесса освоения в целом является весьма сложной термогидродинамической проблемой, поэтому представляется целесообразным дифференцированное рассмотрение отдельных практически важных гидродинамических и тепловых задач.

ГИДРОДИНАМИКА ПРОЦЕССА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Освоение скважин следует за подземным ремонтом, когда кольцевое пространство и НКТ, как правило, оказываются заполненными технологической жидкостью. Уровень жидкости в кольцевом пространстве обуславливается величиной пластового давления, а уровень жидкости в НКТ при наличии обратного клапана в принципе может не зависеть от пластового давления — в предельном случае зеркало поверхности может находиться у устья скважины.

Процесс освоения скважины после подземного ремонта состоит из двух стадий: заполнения НКТ жидкостью (обычно процесс кратковременный); подключения всех элементов системы скважина — пласт. На последней стадии происходит постепенная трансформация характеристики откачиваемой жидкости и коэффициента продуктивности пласта; обеспечивается существенное смещение рабочей точки насоса как по напору, так и по производительности в сторону номинального режима, а также значительное изменение гидродинамических условий работы погружного электродвигателя.

**Заполнение НКТ технологической
жидкостью (первая стадия
освоения скважины
после подземного ремонта)**

Описание этого процесса ведется на основании метода последовательной смены стационарных состояний путем использования системы исходных уравнений: уравнения, описывающего основную характеристику насоса; уравнения движения жидкости в НКТ; уравнения движения технологической жидкости в кольцевом затрубном пространстве

$$H = A + aQ - bQ^2;$$

$$p_{\text{вых}} - p_y = \gamma l + \frac{\lambda \gamma \omega^2}{2gd} l; \quad (3)$$

$$p_{\text{вх}} - p_k = \gamma_k l_k + \frac{\lambda_k \gamma_k \omega_k^2}{2gd_{\text{к.э}}} l_k,$$

где $H = (p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}})/\gamma$ — напор, развиваемый насосом; Q — производительность насоса; A, a, b — постоянные коэффициенты для данного типа насоса; $p_{\text{вых}}$ — давление на выходе из насоса; $p_{\text{вх}}$ — давление на входе в насос; p_y — давление на устье скважины; p_k — давление в кольцевом пространстве (на устье); l — расстояние от насоса до уровня жидкости в НКТ; l_k — расстояние от насоса до уровня жидкости в кольцевом пространстве; γ, γ_k — средний удельный вес жидкости в НКТ и в кольцевом пространстве соответственно; λ, λ_k — коэффициент гидравлического сопротивления в НКТ и кольцевом пространстве соответственно; ω, ω_k — скорость жидкости в НКТ и кольцевом пространстве соответственно; d — диаметр НКТ; $d_{\text{к.э}}$ — эквивалентный диаметр кольцевого пространства.

Следует учесть, что система (3), согласно используемому здесь методу последовательной смены стационарных состояний, записана для фиксированного момента времени. В процессе откачки все основные показатели меняются: уровень в затрубном пространстве понижается, следовательно, l_k уменьшается, а уровень в подъемных трубах повышается, l увеличивается. Изменяются также давления, расход и ско-

рость движения жидкости в трубах и кольцевом пространстве. Учитывая, что потери на трение в кольцевом пространстве ничтожны по сравнению с суммарным перепадом давления, систему (3) после преобразований можно записать в виде

$$p_k - p_y = \gamma l - \gamma_k l_k + \frac{\lambda \gamma}{2gd} l \omega^2 - A \gamma - a \gamma f \omega + b \gamma f^2 \omega^2. \quad (4)$$

Здесь использована замена $Q = f\omega$, где f — площадь поперечного сечения подъемных труб. Уравнение (4) несколько упрощается при использовании вполне справедливых для стадии заполнения НКТ допущений: $p_k = p_y$ и $\gamma_k = \gamma$. Тогда

$$l - l_k + \frac{\lambda \omega^2}{2gd} l - A - a f \omega + b \gamma f^2 \omega^2 = 0. \quad (5)$$

Поскольку при рассмотрении процесса заполнения НКТ приток из пласта не учитывается, то из материального баланса потоков может быть получена прямая связь между l и l_k

$$l_k = l_{\text{к.0}} + \frac{f}{f_k} l_0 - \frac{f}{f_k} l, \quad (6)$$

где $l_0, l_{\text{к.0}}$ — начальное положение уровня жидкости в подъемных трубах и в кольцевом пространстве соответственно; f_k — площадь поперечного сечения кольцевого пространства.

Уравнение (5) с учетом (6) запишется

$$\left(\frac{\lambda}{2gd} l + b f^2 \right) \omega^2 - a f \omega + \left[\left(1 + \frac{f}{f_k} \right) l - \left(A + l_{\text{к.0}} + \frac{f}{f_k} l_0 \right) \right] = 0,$$

или

$$\omega = \frac{a f \pm \sqrt{a^2 f^2 - 4 \left(\frac{\lambda}{2gd} l + b f^2 \right) \left[\left(1 + \frac{f}{f_k} \right) l - \left(A + l_{\text{к.0}} + \frac{f}{f_k} l_0 \right) \right]}}{2 \left(\frac{\lambda}{2gd} l + b f^2 \right)}. \quad (7)$$

Перед радикалом следует оставить знак плюс. Произведя замену

$$w = \frac{dx}{dt},$$

получим уравнение для описания времени заполнения НКТ

$$t = \int_{l_0}^l \frac{\left(2bf^2 + \frac{\lambda}{gd}x\right) dx}{af + \sqrt{a^2f^2 + \frac{2\lambda}{gd}\left(A + l_{к.0} + l_0 \frac{f}{f_k}\right)x - \frac{2\lambda}{gd}\left(1 + \frac{f}{f_k}\right)x^2 + 4bf^2\left(A + l_{к.0} + l \frac{f}{f_k}\right) - 4bf^2\left(1 + \frac{f}{f_k}\right)x}}. \quad (8)$$

Здесь x — текущая координата уровня жидкости в НКТ; она меняется от l_0 до l .

Представим (8) в сокращенном виде

$$t = \int_{l_0}^l \frac{(\alpha_1 + \alpha_2 x) dx}{\alpha_3 + \sqrt{\alpha_6 - \alpha_5 x - \alpha_4 x^2}}, \quad (9)$$

где

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= 2bf^2; \quad \alpha_2 = \frac{\lambda}{gd}; \quad \alpha_3 = af; \quad \alpha_4 = \frac{2\lambda}{gd}\left(1 + \frac{f}{f_k}\right); \\ \alpha_5 &= 4bf^2\left(1 + \frac{f}{f_k}\right) - \frac{2\lambda}{gd}\left(A + l_{к.0} + \frac{f}{f_k}l_0\right); \\ \alpha_6 &= a^2f^2 + 4bf^2\left(A + l_{к.0} + \frac{f}{f_k}l_0\right). \end{aligned}$$

В общем случае интеграл (9) в зависимости от соотношений постоянных коэффициентов имеет несколько решений. Численный анализ показал, что применительно к условиям заполнения НКТ закон движения

записывается следующим образом:

$$\begin{aligned} t = & -\frac{\alpha_2}{\alpha_4} \left[R_1(x) - \alpha_3 \ln |R_1(x) + \alpha_3| \right] - \\ & - \frac{\alpha_5\alpha_2 - 2\alpha_1\alpha_4}{2\alpha_4} \left\{ \alpha_3 \frac{\ln \left| \frac{2\alpha_4x + \alpha_5 + \sqrt{4\alpha_4\alpha_6 - \alpha_5^2}}{2\alpha_4x + \alpha_5 - \sqrt{4\alpha_4\alpha_6 - \alpha_5^2}} \right|}{\sqrt{4\alpha_4\alpha_6 - \alpha_5^2}} - \right. \\ & - \frac{\arcsin \frac{-2\alpha_4x - \alpha_5}{\sqrt{4\alpha_4\alpha_6 - \alpha_5^2}}}{\sqrt{\alpha_4}} - \frac{\sqrt{\alpha_6 + \alpha_5p - \alpha_4p^2}}{\alpha_4(q-p)} \times \\ & \times \ln \left| 2R_2(x) + 2 \frac{\alpha_6 - \alpha_5 - \alpha_4p^2}{x+p} + 2p\alpha_4 - \alpha_5 \right| + \\ & + \frac{\sqrt{\alpha_6 + \alpha_5p - \alpha_4p^2}}{\alpha_4(q-p)} \times \\ & \times \ln \left| 2R_3(x) + 2 \frac{\alpha_6 + \alpha_5p - \alpha_4p^2}{x+q} + 2q\alpha_4 - \alpha_5 \right| \Bigg|_{x=l_0}^{x=l}. \quad (10) \end{aligned}$$

Здесь введены дополнительные обозначения:

$$R_1(x) = \sqrt{\alpha_6 - \alpha_5x - \alpha_4x^2};$$

$$R_2(x) = \sqrt{(\alpha_6 + \alpha_5 - \alpha_4p^2) \left[-\alpha_4 + \frac{2p\alpha_4 - \alpha_5}{x+p} + \frac{\alpha_6 + \alpha_5p - \alpha_4p^2}{(x+p)^2} \right]};$$

$$R_3(x) = \sqrt{(\alpha_6 + \alpha_5q - \alpha_4q^2) \left[-\alpha_4 + \frac{2q\alpha_4 - \alpha_5}{x+q} + \frac{\alpha_6 + \alpha_5q - \alpha_4q^2}{(x+q)^2} \right]}.$$

Период заполнения НКТ, т. е. промежуток времени после включения насоса, в течение которого уровень жидкости в НКТ достигает устья, определится из уравнения (10), если в качестве верхнего предела взять значение глубины спуска насоса, т. е. $l = l_{сп}$. Если пренебречь потерями давления на трение, процесс заполнения труб можно описать гораздо более простым уравнением

$$t_{0.т} = -\frac{2\alpha_1}{\alpha_5} \left[\sqrt{\alpha_6 - \alpha_5x} - \alpha_3 \ln | \sqrt{\alpha_6 - \alpha_5x} + \alpha_3 | \right]_{x=l_0}^{x=l}, \quad (11)$$

где $\alpha_5 = 4bf^2(1 + f/f_k)$.

Выражение (11) является частным случаем формулы (10). Сравнение расчетов по точной формуле (10) и приближенной (11), описывающим процесс заполнения НКТ в скважине, оборудованной насосом ЭЦН-5-250-1000, показывает, что влияние гидравлического сопротивления существенно (рис. 12). Тем не менее для практических расчетов важно знать область возможного применения более простой формулы (11), например при заранее заданном значении

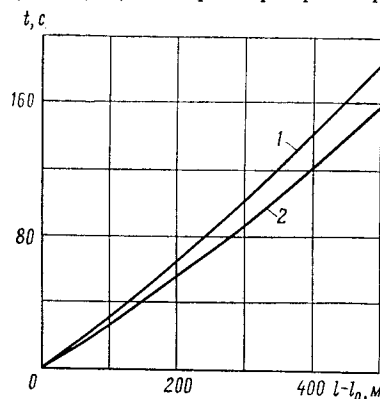


Рис. 12. Динамика заполнения НКТ диаметром 50,3 мм (насос ЭЦН5-250-1000). 1 — данные расчета по точной формуле; 2 — то же, по приближенной

допустимой погрешности. Очевидно, точность приближенной формулы (11) определяется главным образом характеристикой применяемого при освоении насоса и диаметром, а вернее характеристикой подъемных труб.

Ограничим анализ двумя наиболее распространенными на практике диаметрами труб: 50,3 и 62 мм. Поскольку число типоразмеров погружных насосных агрегатов, используемых в настоящее время на нефтяных скважинах, весьма велико, целесообразно установить при анализе (11) значения напора и подачи насосов. Роль напора на погрешность приближенной формулы можно выявить непосредственно из исходных уравнений. Например, из уравнения (5) закон движения жидкости в подъемных трубах в зависимости от напора с учетом потерь давления на трение представляется в виде

$$l = \frac{H + \left(1 + \frac{f}{f_k}\right) l_0}{\left(1 + \frac{f}{f_k}\right) + \frac{\lambda Q^2}{2q df^2}}, \quad (12)$$

а без учета потерь давления на трение

$$l_{6.т} = \frac{H + \left(1 + \frac{f}{f_k}\right) l_0}{1 + \frac{f}{f_k}}. \quad (13)$$

Отношение

$$\frac{l_{6.т}}{l} = \frac{1 + \frac{f}{f_k} + \frac{\lambda Q^2}{2q df^2}}{1 + \frac{f}{f_k}}, \quad (14)$$

характеризующее точность приближенного уравнения (12), показывает, что эта точность не зависит от напора, развиваемого насосом. В качестве примера рассмотрим три типа погружных насосов, выполненных в обычном исполнении: 1ЭЦН6-160-750; 1ЭЦН6-160-1100; 1ЭЦН6-160-1450. $Q - H$ — характеристики этих насосов (рис. 13) имеют примерно одинаковые рабочие области по подаче, но существенно различаются по развиваемому напору. Расчеты показывают, что погрешность формулы (11) одинакова для всех трех типов насосов и для НКТ диаметром 50,3 мм составляет 3%.

Анализ приведенных исходных уравнений показывает, что величина погрешности, обусловленная пренебрежением составляющей потерь давления на трение, зависит от подачи насоса. На рис. 14 иллюстрируется динамика заполнения подъемных труб диаметром 50,3 мм двумя типами насосов, существенно различающихся по подаче. Чем выше подача насоса, тем значительней погрешность приближенных вычислений. При этом она практически не зависит от длины заполняемого участка ($l - l_0$). Следовательно, можно построить корректировочную кривую, которая позволит в зависимости от величины паспортной производительности вводить соответствующую поправку к значению периода заполнения, вычисленного по приближенной формуле. На рис. 15 представлены такие корректировочные кривые для двух наиболее распространенных диаметров НКТ.

Необходимость корректировки формулы (11) для труб диаметром 62 мм возникает лишь при использовании высокопроизводительных насосов ($Q >$

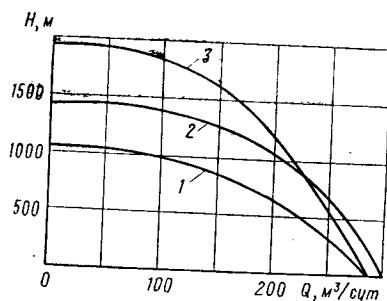
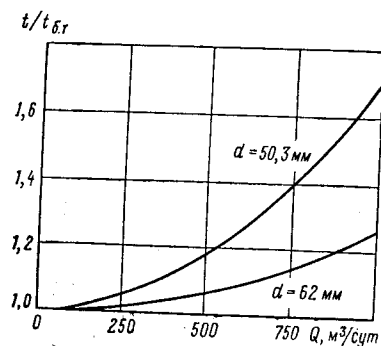
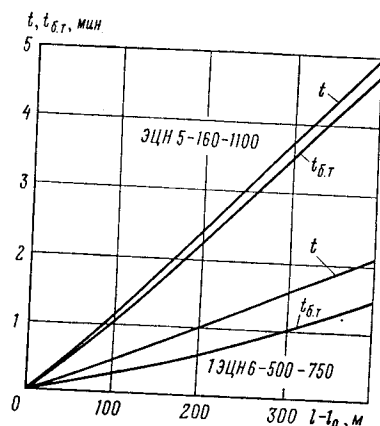


Рис. 13. Рабочие характеристики насосов:
1 — ЭЦНБ-160-750; 2 — ЭЦНБ-160-1100;
3 — ЭЦНБ-160-1450

Рис. 14. Динамика заполнения НКТ для насосов ЭЦНБ-160-1100 и ЭЦНБ-500-750

Рис. 15. Корректировочные кривые для определения периода заполнения НКТ



$> 500 \text{ м}^3/\text{сут}$), а для труб диаметром 50,3 мм — при использовании насосов с производительностью 200—250 $\text{м}^3/\text{сут}$. При использовании графиками рис. 15 следует учитывать, что при заполнении НКТ в большинстве случаев насос работает в области, расположенной несколько правее оптимальной (паспортной) производительности. Это в особенности относится к тем случаям, когда после окончания подземного ремонта скважины уровень в трубах и межтрубном пространстве одинаков. Фактическое время заполнения, таким образом, определяется на основе простой приближенной формулы (11) и корректировочной кривой (рис. 15).

Какова же продолжительность начальной стадии процесса отбора технологической жидкости — процесса заполнения

НКТ? Ответим на этот вопрос применительно к условиям месторождений Татарской АССР. Основные факторы, влияющие на период заполнения НКТ:

1) глубина скважины 1600—1900 м, в среднем — около 1700 м;

2) глубина спуска погружного насоса 1000—1500 м, в среднем — около 1300 м;

3) начальное положение уровня в подъемных трубах в зависимости от глубины скважины, пластового давления, плотности рабочей жидкости, а также от технологических особенностей предшествующего подземного ремонта находится в пределах 0—700 м, а в среднем составляет около 400 м;

4) диаметр НКТ 50,3 и 62 мм;

5) плотность жидкости находится в широких пределах и достигает 1,4—1,5 $\text{г}/\text{см}^3$. В качестве средней плотности примем 1,17 $\text{г}/\text{см}^3$.

На основе этих данных можно получить некоторую гипотетическую модель системы (вернее две модели: для труб диаметром 50,3 и 62 мм), в которой НКТ заполняется с помощью различных типов насосов. Для оценки периода заполнения целесообразно рассмотреть различное сочетание вариантов по производительности и напору насосов, получивших достаточно широкое распространение.

Насос средней производительности и напора. Учитывая, что производительность широко применяемых в настоящее время погружных насосов меняется в пределах 80—500 $\text{м}^3/\text{сут}$, а напор в пределах 600—1500 м, в качестве насоса со средними показателями выбираем ЭЦНБ-160-1100, характеристика которого описывается достаточно точно следующей эмпирической зависимостью.

$$H = 1360 + 260 \times 10^3 Q - 220 \times 10^6 Q^2.$$

Здесь H в м, Q в $\text{м}^3/\text{с}$. Подставляя в (11) соответствующие коэффициенты, получим период заполнения подъемных труб для гипотетических моделей скважин при $d = 50,3$ и $d = 62$ мм соответственно 4,8 и 6,75 мин. Поправочные коэффициенты, принятые здесь согласно рис. 15, составляют всего лишь 1,03 для $d = 50,3$ мм и 1,01 для $d = 62$ мм.

Высокопроизводительный насос ЭЦНБ-500-750. Характеристика насоса практически во всем рабочем

диапазоне описывается уравнением

$$H = 1005 + 27 \times 10^3 Q - 12,2 \times 10^6 Q^2.$$

Подставляя коэффициенты $A = 1005$ м, $a = 27 \times 10^3$ м/(м³/с), $b = 12,2 \times 10^6$ м/(м⁶/с²) в уравнение (11), а также произведя необходимую корреляцию по графику рис. 15, получим период заполнения НКТ. Для $d = 50,3$ мм он составит 2,06 мин, а для $d = 62$ мм — 2,38 мин. Надо заметить, что поправочные коэффициенты в этом случае значительны — 1,44 и 1,15.

Сравнивая результаты заполнения НКТ насосами ЭЦН5А-160-1100 и 1ЭЦН6-500-750, можно отметить, что если в первом случае трубы малого диаметра заполняются в 1,5 раза быстрее труб большего диаметра, то при использовании высокопроизводительного насоса эта разница менее заметна, что связано с резким нарастанием потерь давления на трение при работе высокопроизводительного насоса.

В целом увеличение паспортной производительности более чем в 3 раза приводит к увеличению темпа заполнения НКТ диаметром 50,3 мм в 2,33 раза, а труб диаметром 62 мм — в 2,8 раза.

Высоконапорный насос 1ЭЦН6-100-1500. Характеристика этого насоса представляется уравнением

$$H = 1800 + 380 \times 10^3 Q - 280 \times 10^6 Q^2.$$

Период заполнения высоконапорным насосом труб диаметром 50,3 мм составляет 4,48 мин, а труб 62 мм — 6,65 мин.

Как видно из расчетов, период заполнения НКТ исчисляется несколькими минутами. Трубы диаметром 50,3 мм заполняются быстрее.

Очевидно, при более глубоких начальных положениях уровня в скважине по сравнению с принятым в этих расчетах начальный период отбора технологической жидкости может составить более 10 мин. Так, при начальном положении уровня 700 м период заполнения труб диаметром 62 мм насосом ЭЦН5А-160-1100 составит 11,8 мин. При использовании насосов малой подачи (менее 100—130 м³/сут) это время может достичь 15—20 мин. Однако надо иметь в виду, что фактическое время движения уровня в

НКТ будет в принципе меньше расчетного, так как приток из пласта будет способствовать некоторому замедлению темпа снижения уровня в межтрубном пространстве. Это значит, что в начальный период погружной насос будет дольше работать в области малых напоров и больших расходов.

Влияние притока из пласта на процесс заполнения НКТ. Чтобы оценить роль притока жидкости из пласта на процесс заполнения НКТ, вероятно, исходные предпосылки можно строить без учета потерь давления на трение. Во всяком случае соответствующую поправку можно ввести в конечной стадии по корректировочным кривым (см. рис. 15). При решении поставленной задачи также используется метод последовательной смены стационарных состояний, хотя надо сказать, что по сравнению с предыдущей задачей в этом случае допускается большая условность. С учетом сказанного и в предположении линейности процесса притока из пласта исходная система уравнений записывается следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} l - l_k &= A + aQ - bQ^2; \\ Q &= Q_{\text{пл}} + Q_{\text{затр}}; \\ Q_{\text{пл}} &= K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}), \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

где $Q_{\text{пл}}$ — приток из пласта; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление; $p_{\text{заб}}$ — забойное давление; k — коэффициент продуктивности пласта; $Q_{\text{затр}}$ — количество жидкости, поступающей в насос из межтрубного пространства. Принимая во внимание, что

$$Q = f \frac{dl}{dt} \quad \text{и} \quad Q_{\text{затр}} = -f_k \frac{dl_k}{dt},$$

а также

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}} + \gamma l_k + \gamma (L_{\text{скв}} - L_{\text{сп}})$$

($L_{\text{скв}}$ — глубина скважины или расстояние от устья до продуктивного горизонта; $L_{\text{сп}}$ — глубина спуска насоса), систему (15) преобразуем в систему дифференциальных уравнений, на основании которых может быть рассчитана динамика заполнения НКТ с

учетом притока жидкости из пласта:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dl}{dt} + \frac{l_k}{f} \frac{dl_k}{dt} + \frac{K\gamma}{f} l_k &= \\ &= \frac{K}{f} [(p_{пл} - p_{затр}) - \gamma (L_{скв} - L_{сн})]; \\ \left(\frac{dl}{dt}\right)^2 - \frac{a}{bf} \frac{dl}{dt} + \frac{l - l_k}{bf^2} &= \frac{A}{bf^2}. \end{aligned} \right\} \quad (16)$$

Решение этой системы может быть выполнено численно на электронно-вычислительных машинах. Блок-схема расчета на ЭВМ представлена на рис. 16.

Учитывая, что машинное решение на практике не всегда может быть реализовано, приведем порядок расчета динамики уровня в НКТ $l(t)$ и соответствующего изменения положения уровня в кольцевом пространстве $l_k(t)$.

Порядок расчета $l(t)$ и $l_k(t)$ с учетом притока из пласта. В начальный момент времени ($t=0$), $l(t)=l_k(t)=l_0$ приток из пласта отсутствует ($Q_{пл1}=0$). Следовательно, в начальный момент времени подача насоса Q_1 будет практически соответствовать нулевому напору и равняться расходу жидкости в кольцевом пространстве $Q_1=Q_{затр1}$. Изменение уровня при этом для заданного промежутка времени Δt_1 будет:

$$\Delta l_1 = \frac{Q_1 \Delta t_1}{f};$$

в кольцевом пространстве

$$\Delta l_{к1} = \frac{Q_1 \Delta t_1}{f_k},$$

где Q_1 — подача насоса при нулевом напоре (по характеристике).

На основе вычисленных значений Δl_1 и $\Delta l_{к1}$ определяют новые положения уровня жидкости: в трубах $l_1 = l_0 + \Delta l_1$ и в кольцевом пространстве $l_{к1} = l_0 - \Delta l_{к1}$.

На втором этапе расчетов определяют подачу насоса Q_2 по необходимому напору $H_2 = l_1 - l_{к1}$ и притоку из пласта

$$Q_{пл2} = K (l_0 - l_{к1}) \gamma.$$

Рис. 16. Блок-схема расчета на ЭВМ динамики заполнения НКТ с учетом притока жидкости из пласта

Расход жидкости в кольцевом пространстве будет

$$Q_{затр2} = Q_2 - Q_{пл2}.$$

Изменение уровня в трубах

$$\Delta l_2 = \frac{Q_2 \Delta t_2}{f}$$

и в кольцевом пространстве

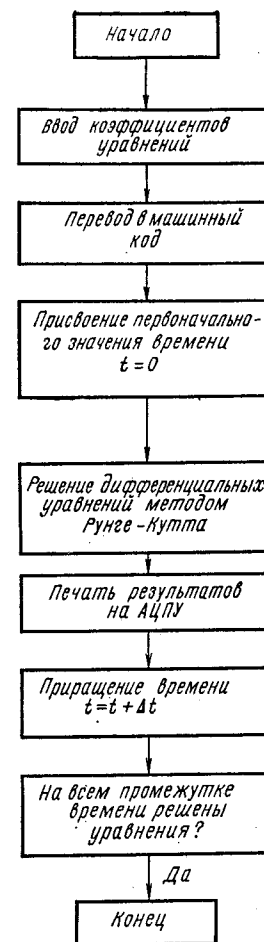
$$\Delta l_{к2} = \frac{Q_{затр2} \Delta t_2}{f_k}.$$

Новое положение уровня: в трубах — $l_2 = l_1 + \Delta l_2$ и в кольцевом пространстве — $l_{к2} = l_{к1} - \Delta l_{к2}$.

Последующие этапы расчета проводятся аналогичным образом. Точность расчета, естественно, определяется размерами задаваемого интервала времени Δt .

Расчеты показывают, что влияние притока на темп заполнения НКТ независимо от подачи скважины незначительно. Небольшая погрешность (до 1%) от неучета притока возникает лишь при использовании насосов с номинальной подачей более 500 м³/сут. Отмеченная погрешность несколько возрастает с увеличением отношения f/f_k .

Незначительность влияния притока объясняется тем, что оно по существу обуславливает лишь некоторое уменьшение необходимого напора насоса, так как в результате работы пласта уровень в кольцевом пространстве будет снижаться несколько медленнее. Но при реальном соотношении f/f_k , намного меньшем единицы, абсолютное изменение в положении уровня в кольцевом пространстве будет незначительным.



Также малы изменения напора насоса, а тем более его производительности, поскольку в начальный момент насос работает в области крутопадающей характеристики $Q - H$.

Таким образом, наличие притока из пласта в начальный момент освоения скважины после подземного ремонта не оказывает заметного влияния на период заполнения НКТ. В подавляющем большинстве случаев период заполнения НКТ не превышает 8—10 мин и реже достигает 15—25 мин.

Фактические данные по заполнению НКТ. На ряде скважин Ромашкинского месторождения, оборудованных погружными ЭЦН, был проведен комплекс гидродинамических исследований, включающих фиксацию периода заполнения НКТ. В табл. 7 представлены основные фактические данные по начальной стадии освоения насосных скважин после подземного

Таблица 7
Результаты исследования процесса заполнения НКТ
в скважинах с ЭЦН

Скважина	Тип насоса	Начальное положение уровня в НКТ, м	Давление на устье скважины, кгс/см ²	Субъективная фиксация появления жидкости на устье скважины (шум или другие признаки), мин	Скорость перемещения уровня в НКТ, м/мин
6737	ЭЦН5-200-800	137	0(8) 2(28)	8	17,1
6765	ЭЦН5-80-1200	623	0(25) 7,5(47)	15	41,5
7706	ЭЦН5-80-1200	85	0(7) 5,8(21)	7	12,1
52	ЭЦН5-130-1200	88	4(28)	—	—
6984	ЭЦН5-130-1200	422	7(23)	13	32,5
7466	ЭЦН6-160-1100	432	7(10)	8	54
7447	ЭЦН5-200-800	426	4,5(14)	8	54
68	ЭЦН5-200-800	205	8,6(5)	4	51
7519	ЭЦН5-200-380	380	2(0) 8,4(5)	— 5	— 76
7735	ЭЦН5-200-800	390	—	11	35

Примечание. В скобках дано время замера с момента пуска насоса (в мин).

ремонта. Эти данные охватывают достаточно широкий диапазон подачи насосов и начального положения уровня. Фактическое время заполнения НКТ не превышает 15 мин, причем наибольшие значения относятся к малопроизводительным насосам. Существует определенная корреляция между скоростью перемещения уровня и номинальной производительностью насоса.

Так, средние скорости перемещения уровня НКТ составляют 26,8 м/мин (насос ЭЦН-200-80), 32,5 (насос ЭЦН5-130-1200), 54 (насос ЭЦН6-160-1100) и 47 м/мин (насос ЭЦН5-200-800). Следовательно, чем больше подача насоса в области малых напоров, тем выше темп заполнения НКТ.

Приведенные данные согласуются с выводами, сделанными по динамике заполнения НКТ.

Вторая стадия освоения насосных скважин после подземного ремонта

Вторая стадия освоения скважин после подземного ремонта, следующая за заполнением НКТ технологической жидкостью, характеризуется большей продолжительностью и более сложными закономерностями изменения гидродинамических характеристик системы скважина — насос. Это связано, во-первых, с началом существенного изменения свойств перекачиваемой погружным насосом жидкости и, во-вторых, с увеличением коэффициента продуктивности пласта. Существенное изменение свойств извлекаемой из скважины жидкости происходит за счет увеличивающегося притока пластовой продукции, обусловленного заметной депрессией на пласт. В результате смешения пластовой и технологической жидкостей обычно снижается плотность (а иногда и вязкость) жидкости, перекачиваемой погружным насосом. Меняются и другие параметры системы, в частности может быть сильно снижен градиент давления на участке от пласта до приема насоса, где потери давления обуславливаются главным образом фактической средней плотностью смеси. Потери давления на трение на этом участке даже при подаче насоса больше 500—700 м³/сут пренебрежимо малы. В результате

поступления пластовой продукции возможна интенсивная сепарация газовой фазы у приема насоса с последующим ее поступлением в кольцевое пространство. Об этом свидетельствует значительный рост давления на устье в затрубном пространстве, фиксируемый в период освоения большинства скважин.

Важным фактором, влияющим на характер протекания второй стадии освоения насосных скважин, следует считать коэффициент продуктивности. В процессе подготовки скважины к подземному ремонту, проводимой с использованием технологии глушения скважины рабочим агентом, призабойная зона пласта претерпевает существенные изменения. Эти изменения, видимо, вызываются как начальной репрессией, так и ощутимой детериорацией призабойной зоны, происходящей в результате проникновения рабочего агента в пласт. К настоящему времени можно считать экспериментально подтвержденным фактом отрицательное влияние фильтрата любой жидкости, подготовленной на водной основе, проникшей в нефтяной пласт [21]. Это связано с набуханием глинистых частиц, содержащихся в призабойной зоне пласта, образованием водонефтяной эмульсии, формированием нерастворимых осадков при взаимодействии рабочего агента с пластовой системой. Но наиболее значительное влияние, видимо, оказывают капиллярные силы, противодействующие движению рабочего агента в пласте. Проникновение в пласт рабочего агента, таким образом, проявляется в значительном снижении коэффициента проницаемости призабойной зоны пласта и коэффициента продуктивности скважины в целом по сравнению с первоначальными их значениями. Степень ухудшения фильтрационных характеристик, происходящего в результате подготовки скважины к подземному ремонту, зависит главным образом от физико-химических свойств рабочего агента, градиента давления в призабойной зоне, а также от времени контакта, т. е. в конечном счете от оперативности подготовки и проведения подземного ремонта.

При освоении насосной скважины после подземного ремонта в процессе откачки жидкости создается определенная депрессия в призабойной зоне, величина и темп нарастания которой в значительной сте-

пени определяются характеристикой конкретного насосного агрегата и геометрическими параметрами НКТ и обсадной колонны. Наличие депрессии является необходимым условием частичного, а в некоторых случаях полного восстановления первоначальной фильтрационной характеристики пласта. Но степень и быстрота восстановления, очевидно, определяются абсолютной величиной депрессии и ее продолжительностью. Это более всего справедливо для месторождений типа Ромашкинского, на которых из названных выше причин снижения фильтрационных характеристик наиболее существенными являются: образование водонефтяной эмульсии и появление капиллярных сил, препятствующих притоку.

Эти причины, препятствующие поступлению пластовой жидкости в скважину, могут быть настолько значительными, что в некоторых случаях приток из пласта начинается лишь при достижении определенного минимально необходимого перепада давления.

Таким образом процессы, происходящие в скважине при ее освоении, особенно после заполнения насосно-компрессорных труб технологической жидкостью, требуют специального анализа.

Промысловые исследования освоения насосных скважин после подземного ремонта

Объекты исследования — наиболее характерные для Ромашкинского месторождения скважины, оборудованные погружными ЭЦН. На всех исследовавшихся скважинах применялся наиболее распространенный в настоящее время метод подготовки их к подземному ремонту — глушение с помощью специальной рабочей (технологической) жидкости.

Основные показатели исследовавшихся скважин, а также показатели насосного оборудования приведены в табл. 8.

Характеристика скважин непосредственно перед освоением. Специальная характеристика исследовавшихся скважин (табл. 9) позволяет получить достаточно ясную картину гидродинамического состояния системы скважина — пласт к моменту их освоения, т. е. перед запуском погружной электроцентробежной

Таблица 8

Основные показатели исследовавшихся скважин
Ромашкинского месторождения

Скважина	Глубина скважины, м	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр НКТ, мм	Тип насоса	Тип двигателя насоса	Глубина спуска насоса, м
6677	1804	168	73	ЭЦН6-250-1050	ПЭД-55	1250
585	1619	168	73	ЭЦН5-130-1200	ПЭД-40-103	1350
—	1726	168	73	ЭЦН5-130-1200	ПЭД-40-103	1184
52	1681	168	73	ЭЦН5-130-1200	ПЭД-40-103	1300
7706	1701	146	73	ЭЦН5-80-1200	ПЭД-28-103	1230
6763	1683	146	60	ЭЦН5-80-1200	ПЭД-28-103	1250
6737	1709	146	60	ЭЦН5-200-800	ПЭД-40-103	1351
7519	1695	146/168	60	ЭЦН5-200-800	ПЭД-40-103	1403
7447	1700	168	73,60	ЭЦН5-200-800	ПЭД-40-103	1382
7466	1700	146/168	73,60	ЭЦН5-160-1100	ПЭД-40-103	1380
68	1670	168	73	ЭЦН5-200-800	ПЭД-40-103	1200
7735	1706	146	73,60	ЭЦН5-200-800	ПЭД-40-103	1150

насосной установки. Часть приведенных в табл. 9 показателей получена расчетным путем. Наиболее важной с точки зрения последующего освоения скважины надо считать объем рабочего агента, инфильтруемого в призабойную зону пласта V_{ϕ} . Эта величина определена на основе данных об объеме использованной для глушения скважины жидкости, о глубине и диаметре скважины, а также о расстоянии до уровня жидкости к моменту включения погружной установки. С достаточной точностью V_{ϕ} может быть вычислена по формуле

$$V_{\phi} = V_{p.a} - (L_{скв} - L_{ур}) f_{скв}, \quad (17)$$

где $V_{p.a}$ — объем рабочего агента, использованного для глушения скважины; $L_{скв}$ — глубина скважины; $L_{ур}$ — расстояние от устья до уровня жидкости к моменту освоения скважины; $f_{скв}$ — площадь живого сечения скважины, занятого рабочим агентом.

Радиус проникновения инфильтруемой жидкости в пласт в первом приближении также определялся на

Таблица 9

Специальная характеристика исследовавшихся скважин
к началу их освоения

Скважина	Плотность рабочего агента, кг/м³	Объем рабочего агента, м³	Пластовое давление, кгс/см²	Интервал перфорации, м	Расстояние от устья до уровня, м	Расчетные показатели			
						объем рабочего агента, проникшего в пласт, м³	радиус проникновения рабочего агента, м	забойное давление, кгс/см²	
6677	1180	36	152	1778,5—1784,5	95,5	5,1	2,3	199	
585	1180	27	165	1574—1580	102	—	—	175	
6984	1180	27	130	1710—1718	422	3,37	1,65	153	
52	1180	27	180	1651,6—1652,6	88	—	—	185	
7706	1180	27	160	1645,6—1652,4	85	5,1	2,16	185	
6765	1180	До устья	120	1667,5—1671,5	623	8,4	3,64	124	
6737	1180	27	165	1699—1700	138	5,7	6,0	184	
7519	1180	До устья	138	1645,5—1650,5	380	12,4	3,97	149	
7447	1175	То же	144	1678,8—1680	426	7,7	6,4	148	
7466	1165	»	132	1657—1660	432	5,9	3,56	145	
68	1180	»	141	1667,5—1670	205	2,8	2,68	173	
7735	1180	»	146	1664,2—1669,2	390	5,3	2,6	151	

основе элементарного геометрического соотношения.

$$R_{\phi} = \sqrt{R_{скв}^2 + \frac{4V_{\phi}}{\pi m h}}, \quad (18)$$

где $R_{скв}$ — радиус скважины; m — пористость пласта; h — мощность пласта.

Забойное давление к моменту начала освоения, характеризующее (в сопоставлении с пластовым давлением) направление возможной фильтрации, определялось на основе удельного веса рабочего агента γ и расстояния от устья до уровня жидкости в скважине

$$p_{зab} = (L_{скв} - L_{ур}) \gamma. \quad (19)$$

Определенная таким образом величина забойного давления является приближенной, так как в

результате обратной промывки (рабочий агент подается в затрубное пространство и изливается из скважины через НКТ) в кольцевом пространстве возможно формирование столба нефти и водонефтяной смеси. Но контрольные замеры давления на приеме погружного насоса перед освоением скважин 7447, 7466 показали, что величина этого столба незначительна и с высокой точностью (погрешность менее 1%) можно считать среднюю плотность в кольцевом пространстве равной плотности рабочего агента.

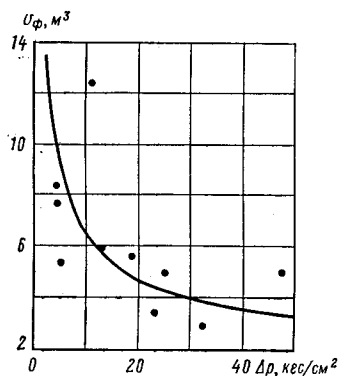


Рис. 17. Зависимость между объемом инфильтрации и перепадом давления в скважине перед ее освоением

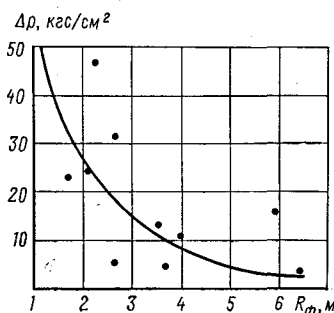


Рис. 18. Зависимость между радиусом проникновения задавочной жидкости в пласт и перепадом давления в скважине перед ее освоением

Из данных табл. 9 видно, что к моменту освоения исследуемые скважины находились в «активном» гидродинамическом состоянии: давление на забое (на уровне вскрытия продуктивного пласта) во всех случаях превышало локальное пластовое давление; перепад между забойным и пластовым давлением в 67% скважин составляет 10 кгс/см² и более. Существует достаточно четкая корреляция между значением этого перепада и объемом проникшего рабочего агента в пласт (рис. 17). Высокая степень корреляции наблюдается также между радиусом проникновения рабочей жидкости в пласт и указанным перепадом давления (рис. 18). Причем, чем выше перепад

давления к моменту освоения скважины, тем ниже значение объема жидкости, проникшей в пласт в период подготовки и проведения подземного ремонта, тем меньшая зона пласта загрязнена задавочной жидкостью, и наоборот. Представленные на рис. 17 и 18, а также в табл. 9 данные свидетельствуют о том, что объем проникающей в пласт рабочей жидкости в большинстве случаев достаточно велик и достигает 8—12 м³; велик и радиус проникновения — до 4—6 м. На основе этих данных можно судить о существовании определенных резервов в совершенствовании и выборе параметров подготовительных операций к подземному ремонту скважин.

Во-первых, сокращение сроков подготовки и ожидания подземного ремонта скважин, а также уменьшение времени подземного ремонта позволит заметно снизить радиус загрязнения призабойной зоны пласта. Это в свою очередь может послужить серьезной предпосылкой успешного освоения скважины. Для скважин, оборудованных погружными ЭЦН, это обстоятельство имеет особое значение, так как удовлетворительный приток пласта в самом начале освоения обеспечивает нормальные термодинамические условия для работы погружного двигателя.

Во-вторых, более дифференцированный подход к использованию в той или иной скважине рабочего агента и точное определение необходимого его количества может в значительной степени уменьшить снижение фильтрационных характеристик пласта. Объем необходимого количества задавочной жидкости находится в определенной связи с пластовым давлением и геометрическими размерами конкретной скважины. В первом приближении этот объем может быть найден по формуле

$$V_{p.a} = \frac{\pi D^2 p_{пл}}{4\gamma}, \quad (20)$$

где $p_{пл}$ — пластовое давление; D — диаметр скважины.

Объем задавочной жидкости $V_{p.a}$ для надежности должен быть несколько увеличен (умножен на коэффициент запаса рабочего агента Ψ). В табл. 10 приведены фактические значения Ψ для исследовавшихся скважин.

Как видно из табл. 10, связи между фактическим и расчетным количеством рабочего агента нет. В 50% скважин фактический объем превышает расчетный более чем на 40%. В целом коэффициент запаса Ψ меняется в широких пределах — от 1,07 до 1,67 и лишь в одной скважине фактический объем примерно совпадает с расчетным.

По всей видимости коэффициент Ψ следует принимать в пределах 1,05—1,1, причем верхний предел следует устанавливать в скважинах, имеющих хорошую гидродинамическую связь с нагнетательными скважинами (для предотвращения возможного фонтанирования).

Таблица 10
Значения величин объема рабочего агента и коэффициента его запаса Ψ

Скважина	$V_{р. а. рас-}$ четный, $м^3$	$V_{р. а. факти-}$ ческий, $м^3$	Ψ	Скважина	$V_{р. а. рас-}$ четный, $м^3$	$V_{р. а. факти-}$ ческий, $м^3$	Ψ
6677	23,2	36	1,55	6737	19,9	27	1,42
585	25,2	27	1,07	5719	19,2	23	1,20
6984	18,1	27	1,49	7447	22,0	24	1,09
52	27,4	27	0,99	7466	18,4	24	1,30
7706	18,4	27	1,47	68	19,6	23	1,17
6765	13,8	23	1,67	7735	16,8	24	1,43

Коэффициенты корреляции между представленными на рис. 17 и 18 параметрами могут быть увеличены, если учесть значения Ψ (см. табл. 10).

Для глушения многих скважин наиболее эффективной жидкостью следует считать рабочий агент на нефтяной основе. Расчеты показывают, что доля скважин, на которых может быть использована жидкость с относительно невысокой плотностью, значительна. Из представленной на рис. 19 интегральной функции распределения обследуемых скважин по предельной плотности рабочего агента¹ видно, что 80% скважин теоретически могут быть задавлены жидкостью плотностью 850 $кг/м^3$.

¹ Предельная плотность рабочего агента определяется из условия самонизлива скважины $\rho = \rho_{пл}/gL_{скв.}$

Большое значение имеет и технологический режим глушения скважин. Наилучшие результаты, с точки зрения сохранения фильтрационной характеристики призабойной зоны, достигаются в случае, когда ре-

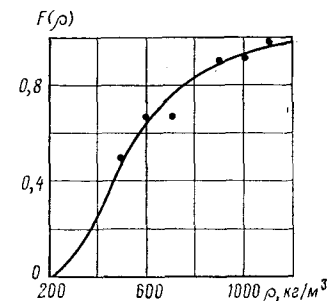


Рис. 19. Интегральная функция распределения исследованных скважин по предельной плотности задавочной жидкости

жим глушения наиболее тесно увязан с характером восстановления давления в скважине после ее останова.

Гидродинамические условия работы электродвигателя погружной насосной установки

Необходимость точного определения объема задавочной жидкости и соблюдения технологического режима задавки определяется следующим обстоятельством. Отмечаемое в обследованных скважинах избыточное забойное давление над пластовым к моменту освоения приводит к заметному запаздыванию притока из пласта. Так, в скв. 6677 только после снижения уровня в кольцевом пространстве с 96 до 494 м давление на забое скважины становится равным пластовому и только с этого момента теоретически возможен приток из пласта. И этот момент наступает через 1,5 ч работы погружной электроцентробежной установки, что видно из данных табл. 11. Следовательно, за весь этот период практически исключается возможность принудительного охлаждения погружного двигателя восходящим потоком пластовой жидкости.

Во всех исследованных скважинах наблюдалась принципиально одинаковая картина. После включения погружного насоса проходило какое-то время,

Таблица 11

Характеристика обследуемых скважин по периоду возможной инфильтрации рабочего агента в пласт после включения погружного электроцентробежного насоса

Скважина	Перепад давления $P_{заб} - P_{пл}$, кгс/см ²	Фактический уровень жидкости в скважине $H_{нач}$, м	Уровень жидкости в скважине, соответствующий пластовому давлению и плотности рабочего агента, $H_{ст}$, м	Время перемещения уровня из $H_{нач}$ в $H_{ст}$, T_n , ч
6677	47	96	494	1,5
585	10	102	187	0,83
6984	23	422	617	0,5
52	5	88	130	2,1
7706	25	85	297	0,5
6765	4	623	657	0,1
6737	14	138	298	0,42
7519	11	380	473	0,23
7447	4	426	460	0,08
7466	13	432	542	0,25
68	32	205	476	1,6
7735	5	390	432	0,2

прежде чем создавались гидродинамические предположки для возникновения притока из пласта. В скважинах с достаточным перепадом давления ($P_{заб} - P_{пл}$), несмотря на начавшуюся откачку из них жидкости, некоторое время продолжалась инфильтрация рабочего агента в пласт, и поток на участке от приема насоса до пласта был нисходящим. Следовательно, в такой категории скважин электродвигатель погружной установки в начальный момент освоения, несмотря на отсутствие притока из пласта, обтекаетя потоком рабочего агента.

После прекращения инфильтрации жидкости в пласт скорость обтекания двигателя приближается к нулевой. Учитывая, что по многим скважинам, осваиваемым после подземного ремонта погружными центробежными электроустановками, период возможного «обмыва» двигателя нисходящим потоком рабочего агента достаточно велик, были проведены дополнительные исследования. В них ставилась цель — получить зависимость скорости обтекания двигателя от времени при освоении скважины с детализацией этой зависимости в начальные периоды.

Методика исследований. Для характеристики гидродинамики обтекания погружного электродвигателя целесообразней использовать величину не абсолютной, а относительной скорости

$$\bar{\omega} = \frac{\omega}{\omega_{ном}}, \quad (21)$$

где $\omega = \frac{4Q_{пл}}{\pi(D^2 - D_{дв}^2)}$ — фактическая абсолютная скорость обтекания погружного двигателя;

$$\omega_{ном} = \frac{4Q_{ном}}{\pi(D_{ном}^2 - D_{дв}^2)}$$

номинальная абсолютная скорость обтекания; $Q_{пл}$ — расход жидкости, поступающей из пласта, или, наоборот, инфильтрующейся в пласт; $Q_{ном}$ — номинальная подача погружной центробежной электроустановки; D — фактический внутренний диаметр обсадной колонны; $D_{ном}$ — номинальный внутренний диаметр обсадной колонны; $D_{дв}$ — внешний диаметр погружного двигателя.

Величина $Q_{пл}$ определяется на основе фактических замеров подачи насоса Q и динамики движения уровня жидкости в кольцевом пространстве в период освоения скважины:

$$Q_{пл} = Q - f_k \frac{dH_{ур}(t)}{dt}, \quad (22)$$

где $H_{ур}(t)$ — расстояние от устья до уровня жидкости в кольцевом пространстве.

Результаты исследований. На рис. 20 представлены результаты измерений и обработки по каждой скважине: динамика движения уровня жидкости $H_{ур}(t)$, замеренная волномером, и относительная скорость обтекания $\bar{\omega}$, вычисленная по приведенной методике. Учитывая многообразие форм приведенных на рис. 20 графиков, первоначально был проведен анализ по отдельным скважинам. Здесь же подробно описаны данные по скв. 6677 и 6984.

Скважина 6677. Скважину первоначально осваивали при значительной недогрузке погружной центробежной электроустановки и насос развивал подачу не более 50% номинальной и лишь после

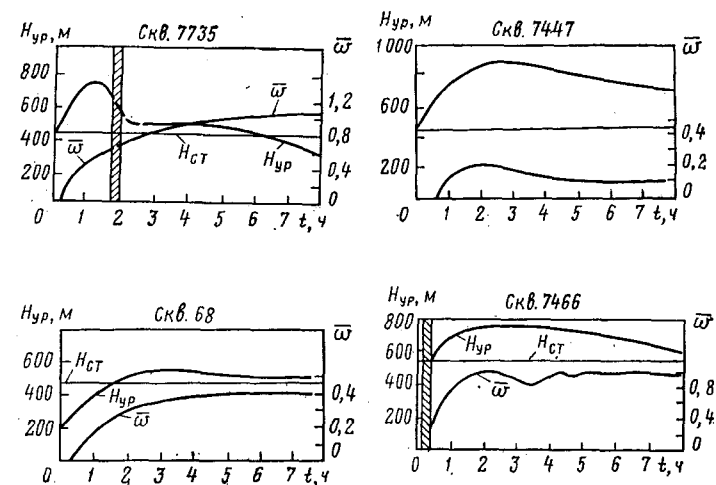
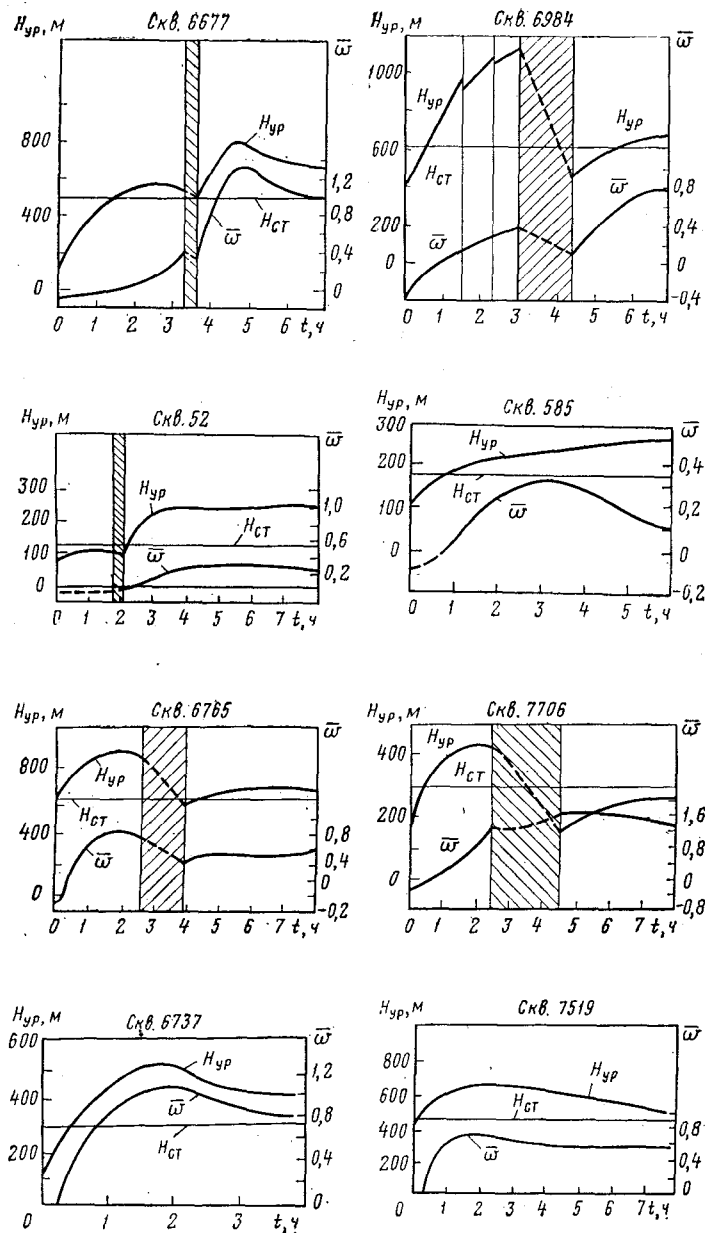


Рис. 20. Результаты исследования скважин. $H_{ур}(t)$ — расстояние от устья до уровня жидкости в кольцевом пространстве; $H_{ст}$ — статический уровень жидкости; $\bar{\omega}$ — относительная скорость обтекания; скв. 6677 — насос ЭЦН6-250-1060, диаметр НКТ 168 мм; скв. 6984 — насос ЭЦН5-130-1200, диаметр НКТ 146 мм; скв. 52 и 585 — насос ЭЦН5-130-1200, диаметр НКТ 168 мм; скв. 6765 и 7706 — насос ЭЦН5-80-1200, диаметр НКТ 146 мм; скв. 6737, 7519 и 7735 — насос ЭЦН5-200-800, диаметр НКТ 146 мм; скв. 7747 и 68 — насос ЭЦН5-200-800, диаметр НКТ 168 мм; скв. 7466 — насос ЭЦН6-160-1100, диаметр НКТ 168 мм

перемены фаз двигателя подача насоса стала соответствовать его характеристике (табл. 12).

Таблица 12
Подача насоса и плотность перекачиваемой жидкости в период освоения скв. 6677

Время, ч	Подача насоса, м ³ /сут	Плотность жидкости, кг/м ³	Время, ч	Подача насоса, м ³ /сут	Плотность жидкости, кг/м ³
0	—	—	3,75	338	1135
0,25	126	—	4,4	245	1088
1,1	83	1181	5,2	258	870
2,2	47	1181	5,8	243	870
3,3	Остановка	—	25	245	860
3,6	Пуск	—			

Представленный на рис. 20 и в табл. 12 материал по скв. 6677 свидетельствует, что условия работы

погружного электродвигателя в начале освоения были неблагоприятными, в течение длительного времени относительная скорость обтекания была близка к нулевой. Период после вторичного запуска установки ($t > 3,6$ ч) характеризуется не только резким снижением уровня, но и интенсивным притоком жидкости из пласта, в результате чего скорость потока в кольцевом пространстве между погружным двигателем и обсадной колонной резко возросла и на 20—30% превысила номинальную ($\bar{w} = 1,2 \div 1,3$).

Максимум в графиках зависимостей (см. рис. 20) при $t \approx 5$ по скв. 6677 объясняется, по-видимому, различным характером изменения плотности жидкости в скважине по мере притока продукции из пласта.

Участок скважины от приема насоса до уровня вследствие разделения фаз будет формироваться газоводонефтяной смесью с пониженной по сравнению с жидкостью в забойном участке скважины (до приема насоса). В дальнейшем процесс сепарации газа приводит к росту давления в затрубном пространстве и оттеснению уровня $H_{ур}$. В скв. 6677 это явление наблюдалось через 20—24 ч после начала освоения скважины (табл. 13). Таким образом, зависимость $H_{ур}(t)$ в конечном счете имеет и другой экстремум (минимум).

Таблица 13
Данные средней и заключительной стадий освоения скв. 6677

Время, ч	$H_{ур}, м$	Давление в затрубном пространстве, кгс/см ²	Время, ч	$H_{ур}, м$	Давление в затрубном пространстве, кгс/см ²
3,9	625	0	6,25	673	0
4,25	708	0	24,3	710	9,5
4,75	776	0	25,1	725	9,5
5,25	724	0	25,5	726	9,5
5,75	696	0			

Анализируя зависимость $w(t)$, следует отметить, что скорость обтекания погружного электродвигателя на средней и заключительной стадии освоения высока и при выходе на режим соответствует номинальному значению.

Таким образом, освоение скв. 6677 характеризуется напряженными условиями работы ПЭД в начальной стадии; период работы погружного электродвигателя с $|\bar{w}| \leq 0,2$ составляет около 3 ч. Весь этот период электродвигатель охлаждался потоком, имевшим скорость в 5 раз меньше номинальной.

Скважина 6984. В начальной стадии освоения этой скважины произошли две кратковременные остановки погружного насоса — от $t = 1,5$ до $t = 2,3$ ч и одна длительная остановка — от $t = 3$ до $t = 4,4$ ч.

Из рис. 20 видно, что темп снижения уровня в затрубном пространстве скв. 6984 до первой остановки погружного насоса достаточно высок, хотя подача насоса в это время невелика, что объясняется инфильтрацией жидкости в пласт в этом интервале времени. Это видно также из зависимости $\bar{w}(t)$, согласно которой продолжительность инфильтрации в пласт составляет около 1 ч. Период слабого обтекания погружного электродвигателя — 2 ч.

Общим в освоении скв. 6677 и 6984 является значительная недогрузка погружной электроцентробежной установки в начальный период, что является дополнительной причиной увеличения времени слабого обтекания жидкостью электродвигателя.

Анализ и обработка экспериментального материала по другим скважинам (см. рис. 20) показывает, что существует вполне определенная взаимосвязь между тремя гидродинамическими параметрами освоения скважин после их подземного ремонта: T_n (период слабого обтекания двигателя), $\Delta P = P_{заб} - P_{пл}$, $V_{ф}$.

Продолжительность периода слабого обмыва ПЭД — T_n растет с увеличением ΔP и $V_{ф}$, что видно из графика рис. 21.

Но при этом надо отметить, что полученные в результате исследований данные несколько меняют представление о характере освоения скважин после подземного ремонта. Успех освоения в большей степени определяется к началу освоения условием, при котором забойное давление выше пластового. Судя по фактическим данным, для рассматриваемых условий избыток давления 15—20 кгс/см² является критическим: при $\Delta p > 15 \div 20$ кгс/см² резко возрастает продолжительность периода слабого обмыва ПЭД.

Из сказанного следует, что при традиционной технологии освоения оперативность проведения подземного ремонта в некоторых случаях (при $\Delta p > \Delta p_{кр}$) не может служить гарантией нормального режима обтекания погружного двигателя в начальный период. Более того, режим обтекания может быть значительно улучшен, если начало освоения скважины после подземного ремонта будет смещено и перепад давления $\Delta p = p_{заб} - p_{пл}$ к моменту освоения будет ниже критического. Но такая мера будет действительна лишь в том случае, когда фактический и расчетный объемы рабочего агента будут примерно равными, а объем $T_n/V_{\phi}, \text{ч/м}^3$

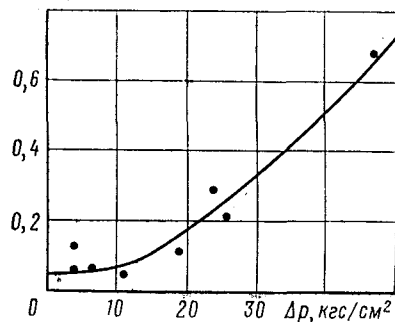


Рис. 21. Влияние Δp и V_{ϕ} на продолжительность периода T_n слабого обтекания ПЭД

инфильтрующей в пласт жидкости V_{ϕ} минимальным. Только в этом случае отрицательный эффект от снижения фильтрационной характеристики призабойной зоны скважины может быть скомпенсирован положительным воздействием от снижения Δp к началу освоения.

Необходимость учета влияния двух факторов на режим работы погружного двигателя в период освоения требует пересмотра существующей технологии подготовки скважин к подземному ремонту и последующего освоения.

Из сказанного следует, что совершенствование технологии может проводиться в двух направлениях.

Первое направление — сокращение объема инфильтрации задавочной жидкости в пласт, особенно в тех случаях, когда по физико-химическим свойствам рабочий агент сильно отличается от пластовой жидкости или когда качество задавочной жидкости при-

водит к трудноустраняемому ухудшению фильтрационной характеристики призабойной зоны.

Второе направление — снижение забойного давления в скважине к моменту освоения скважины погружным электроцентробежным насосом, т. е. уровень задавочной жидкости в скважине к моменту пуска установки должен быть близок к статическому или ниже его.

Эти два требования при традиционной технологии подготовки и освоения после подземного ремонта не могут быть выполнены в полной степени (как правило, одно требование может быть выполнено лишь в ущерб другому). Количество жидкости, попадающей в пласт V_{ϕ} , а также уровень ее в скважине $L_{ур}$ зависят от времени восстановления забойного давления после остановки скважины на подземный ремонт, т. е. от времени «ожидания задавки». При одинаковом объеме рабочего агента, используемого для задавки, и одинаковом времени проведения подземного ремонта влияние времени ожидания задавки T_z на значения V_{ϕ} и $L_{ур}$ сказывается по-разному.

На рис. 22 и 23 показаны условные графики гидродинамического состояния системы скважина — пласт для двух значений времени ожидания. Первый график (рис. 22) соответствует условиям практически полного восстановления давления в скважине перед ее задавкой, а второй (рис. 23) — условиям, когда задавка начата непосредственно после остановки скважины на подземный ремонт. Во втором случае отмечается значительно более высокий градиент давления в призабойной зоне, следовательно, и более высокая скорость инфильтрации и высокий темп снижения давления. В результате к моменту начала освоения скважины объем жидкости, проникшей в пласт, будет большим, а забойное давление (давление столба жидкости в скважине) меньшим, чем в первом случае.

На каждом конкретном объекте в связи с этим существует оптимальное время ожидания задавки, т. е. оптимальная степень восстановления давления к моменту задавки скважины. В скважинах, оснащенных мощными насосами, целесообразна высокая степень восстановления давления. Большая скорость откачки до минимума сократит период слабого обмыва ПЭД, а призабойная зона пласта будет претерпевать

минимальное загрязнение, так как объем V_f при этом будет незначительным.

В скважинах, освоение которых проводится насосами малой производительности, необходимо сократить время ожидания задавки. Это позволит к моменту включения погружной насосной установки обеспечить минимум разности между давлением столба жидкости в скважине и пластовым давлением,

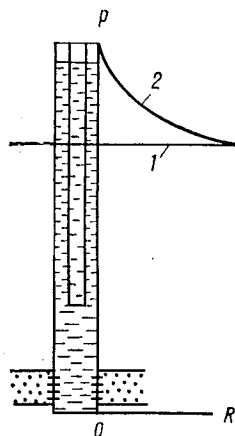


Рис. 22. Гидродинамическое состояние системы скважина — пласт в условиях полного восстановления давления в скважине перед ее задавливанием.

1 — начало задавливания; 2 — период задавливания

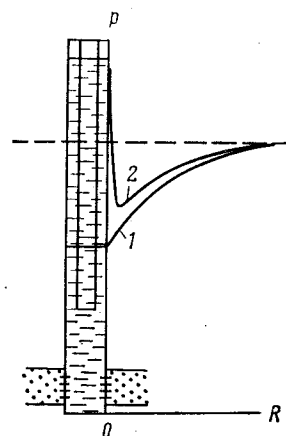


Рис. 23. Гидродинамическое состояние системы скважина — пласт в условиях задавливания непосредственно после отключения установки.

1 — начало задавливания; 2 — период задавливания

а после включения обеспечить практически мгновенный приток из пласта. Начнется обмыв погружного электродвигателя, хотя и с недостаточно высокой скоростью, поскольку здесь происходит ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны (в этом случае V_f велико). Все же скорость обмыва будет находиться в соответствии с необходимой для охлаждения ПЭД скоростью обмыва, так как мощность двигателя относительно невелика.

Но главным требованием, независимо от типораз-

мера применяемого оборудования, при традиционной технологии задавки и освоения насосных скважин должна быть строгая дозировка объема рабочего агента, используемого для задавки. Этот объем может быть определен по формуле (20). При этом основными исходными параметрами служат пластовое давление, удельный вес задавочной жидкости, диаметр скважины и коэффициент запаса Ψ .

Способом, значительно снижающим трудности освоения насосных скважин, следует также считать использование в качестве задавочной жидкости растворов или дисперсных систем на основе нефти, а в более общем понимании — на основе пластовой жидкости. Выше уже отмечалось, что большое число скважин, оборудованных погружными центробежными электроустановками, перед подземным ремонтом могут быть задавлены рабочим агентом плотностью, не превышающей плотности сепарированной нефти (см. рис. 19). Но имеются причины, которые препятствуют широкому использованию указанного метода. Первая из них — принципиально исключается возможность использования такого рабочего агента в скважинах с высоким пластовым давлением. Вторая причина — ухудшение условий труда бригад подземного ремонта при спуско-подъемных операциях, вызываемое замазучиванием рабочего места технологической жидкостью (нефтью). Это препятствие может быть устранено путем предварительной устьевой промывки.

Предупреждение загрязнения призабойной зоны пласта

Отрицательное влияние на нефтеотдачу пласта, дебит скважины оказывает загрязнение призабойной зоны, обусловленное попаданием в нее задавочной жидкости.

Наиболее целесообразным с эксплуатационной точки зрения способом предупреждения загрязнения пласта является изоляция забойной зоны скважины от остальной ее части путем установки разобщителя (пакера) ниже уровня погружной насосной установки, но выше продуктивного горизонта. Такое решение

позволяет отказаться от использования технологической жидкости как задавочной, а использовать ее только для промывки скважины и удаления из нее пластовой продукции (нефти, газа, воды). Первый опыт подобного применения надежных пакеров свидетельствует о их перспективности.

Определенный интерес представляет подземный ремонт скважины под давлением, позволяющий также отказаться от задавочной жидкости (рис. 24). Реализация этого метода при ремонте скважин, оборудованных ЭЦН, связана с необходимостью решения таких технических проблем, как обеспечение надежности уплотнительного узла при движении тела сложной конфигурации (НКТ с кабелем, погружная установка с кабелем) и обеспечение разобщения полости НКТ для условий самоизлива.

В качестве одного из способов подземного ремонта скважин, предупреждающих попадание технологической жидкости в призабойную зону пласта, может быть использована специальная технология подготовки скважин, которая не требует использования новых технических средств. Суть его состоит в том, что в процессе закачки технологической жидкости в скважину давление на забое поддерживается равным установившемуся пластовому. С этой целью перед закачкой жидкости в скважину нагнетают сжатый газ, который оттесняет в продуктивный горизонт пластовую жидкость. Нагнетание газа проводится с таким расчетом и в таком количестве, чтобы давление в скважине в конце стадии подачи газа стабилизировалось на уровне пластового. На следующей стадии, в процессе закачки задавочной жидкости, не представляет труда поддерживать забойное давление, равным пластовому, путем одновременного адекватного отбора сжатого газа из созданной искусственной газовой шапки.

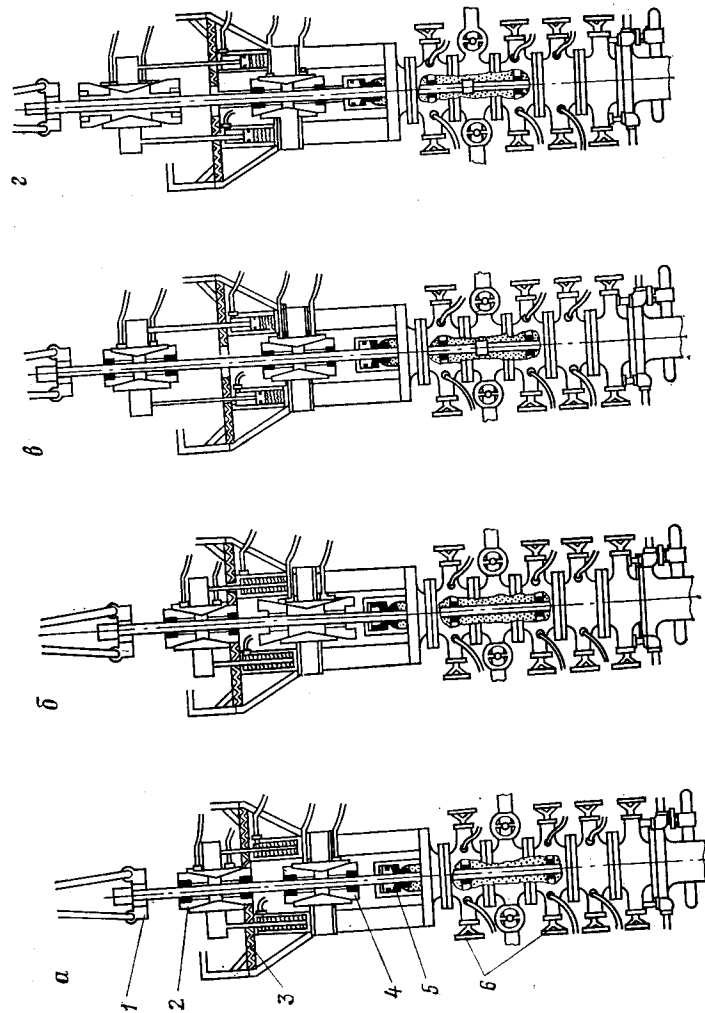
Подготовка скважины к подземному ремонту по предлагаемой технологии состоит из двух стадий.

На первой стадии (рис. 25) происходит стабилизация давления в скважине и формирование газовой шапки повышенного давления.

После отключения установки (момент отключения изображен на рис. 25, а) уровень жидкости в скважине начинает повышаться. При этом скорость его повы-

Рис. 24. Схема проведения подземного ремонта под давлением.

1 — элеватор подъемника;
2 — верхний гидравлический захват;
3 — рабочая площадка;
4 — нижний гидравлический захват;
5 — уплотнение;
6 — скважинная арматура;
а — колонна НКТ зашпеглена верхним и нижним гидравлическими захватами;
б — нижний неподвижный захват открыт, система готова к подъему;
в — верхний подвижный захват поднят колонну, а нижний захват закрыт;
г — подвижный захват открыт и подготовлен для возврата в нижнее положение для осуществления последующего подъема



шения вначале высокая, затем снижается и достигает нулевого значения. В результате всплытия газа и повышения давления над жидкостью уровень ее снижается. Поэтому давление на забое скважины на данном этапе не соответствует уровню жидкости (рис. 25, б). Давление в затрубном пространстве при закачке газа увеличивается, растет и давление на забое скважины, и оно может стать значительно выше пластового (рис. 25, в). Направление потока изменится, и жидкость из скважины начинает поступать обратно в пласт. Обратное проникновение пластовой жидкости

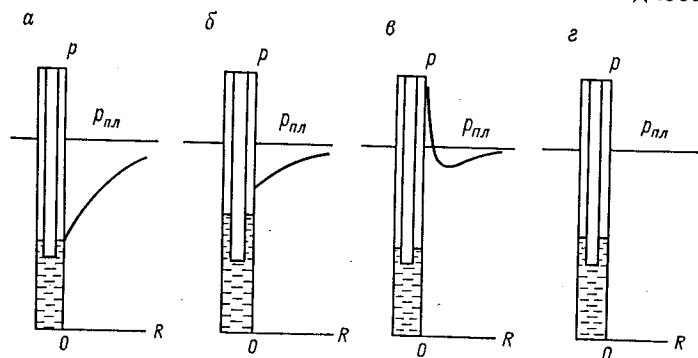


Рис. 25. Технология задавки скважины, основанной на использовании сжатого газообразного агента.
а, б, в, г — этапы задавки

в продуктивный горизонт никаких отрицательных изменений в фильтрационной характеристике призабойной зоны не вызывает. Конечным итогом первой стадии является стабилизация давления (рис. 25, г). На поверхности эта стабилизация будет контролироваться условием

$$p_{\text{затр}} = p_{\text{затр. 0}} = \text{const},$$

что соответствует равенству

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}} = \text{const}.$$

Скорость стабилизации, а также значение $p_{\text{затр. 0}}$ для данной скважины зависит от темпа и количества закачанного газа. Следовательно, величина $p_{\text{затр. 0}}$ поддается регулированию. В зависимости от вели-

чины $p_{\text{затр. 0}}$ высота столба пластовой жидкости удельным весом $\gamma_{\text{пл}}$ к концу первой стадии будет

$$H_{\text{пл}} = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{затр. 0}}}{\gamma_{\text{пл}}}. \quad (23)$$

На второй стадии подготовки скважины к подземному ремонту закачивают технологическую жидкость с одновременным отводом сжатого газа из газовой шапки. Темп истечения газа при этом таков, что давление на забое скважины сохраняется постоянным. Это условие выражается соотношением

$$p_{\text{заб}} = p_{\text{затр}}(t) + H(t) \gamma_{\text{см}} = p_{\text{пл}} = \text{const}, \quad (24)$$

где $H(t)$ — высота столба смеси пластовой и задавочной жидкости; $\gamma_{\text{см}}$ — удельный вес столба смеси.

Соотношение (24) показывает, что увеличение давления столба жидкости $H(t) \gamma_{\text{см}}$ в процессе закачки сопровождается адекватным уменьшением давления в газовой шапке $p_{\text{затр}}(t)$. В результате давление на забое скважины сохраняется постоянным и равным пластовому ($p_{\text{заб}} = p_{\text{пл}}$).

В уравнении (24) величина удельного веса смеси запишется

$$\gamma_{\text{см}} = \frac{\gamma_{\text{пл}} H_{\text{пл}} + \gamma_{\text{в}} H_{\text{в}}}{H(t)}, \quad (25)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ — удельный вес задавочной жидкости; $H_{\text{в}} = V_{\text{в}}(t)/\Omega$ — высота столба задавочной жидкости в общем балансе столба смеси; Ω — площадь поперечного сечения скважины; $V_{\text{в}}(t)$ — объем закачанной в скважину задавочной жидкости за время t .

При постоянном темпе закачки, т. е. при $V_{\text{в}}(t) = Qt$, уравнение (24) с учетом (25) запишется

$$p_{\text{затр}}(t) = p_{\text{пл}} - \gamma_{\text{пл}} H_{\text{пл}} - \gamma_{\text{в}} \frac{Qt}{\Omega}. \quad (26)$$

Подставляя в (26) значение $H_{\text{пл}}$ из формулы (23), получим выражение для описания характера изменения давления в затрубном пространстве в процессе закачки технологической жидкости

$$p_{\text{затр}}(t) = p_{\text{затр. 0}} - \gamma_{\text{в}} \frac{Qt}{\Omega}. \quad (27)$$

Соотношение (27) является по существу «управляющим», оно позволяет согласовать между собой темп

закачки жидкости, т. е. величину подачи насосов Q , с темпом отбора газа из газовой шапки n , следовательно, с величиной $p_{затр.0}(t)$.

Период закачки определяется из условия, что к концу давление в затрубном пространстве будет равно атмосферному p_a

$$T = \frac{\Omega (p_{затр.0} - p_a)}{\gamma_b Q} \quad (28)$$

или с учетом (23)

$$T = \frac{\Omega}{\gamma_b Q} (p_{пл} - p_a - \gamma_{пл} H_{пл}). \quad (29)$$

Расчетный объем рабочего агента, определяемый как $V_{р.а} = QT$, можно вычислить по формуле

$$V_{р.а} = \frac{\Omega}{\gamma_b} (p_{пл} - p_a - \gamma_{пл} H_{пл}). \quad (30)$$

Фактический объем закачки должен вычисляться с учетом коэффициента по формуле (19):

$$V'_{р.а} = \frac{\Omega \psi}{\gamma_b} (p_{пл} - p_a - \gamma_{пл} H_{пл}). \quad (31)$$

Надо отметить, что величина $H_{пл}$ может быть проконтролирована волнометрированием непосредственно перед началом заправки жидкости.

Заправка скважины для проведения подземного ремонта окажется надежной, если не будет самоизлива скважины, т. е. суммарная высота столба всей закачанной жидкости и столба оставшейся в скважине пластовой жидкости $H_{пл}$ будет не больше глубины скважины, т. е.

$$\frac{V'_{р.а}}{\Omega} + H_{пл} \leq L_{скв}. \quad (32)$$

Из этого соотношения с учетом (31) можно получить формулу для минимально допустимого значения удельного веса задавочной жидкости, при которой обеспечивается надежность заправки

$$\gamma_{доп} = \frac{\psi (p_{пл} - p_a - \gamma_{пл} H_{пл})}{L_{скв} - H_{пл}} \quad (33)$$

или с учетом формулы (23)

$$\gamma_{доп} = \psi \gamma_{пл} \frac{p_{затр.0} - p_a}{p_{затр.0} + \gamma_{пл} L_{скв} - p_{пл}}. \quad (34)$$

Из формулы (34) видно, что величина $\gamma_{доп}$ зависит лишь от $p_{затр.0}$. Следовательно, для каждого конкретного случая существует наиболее приемлемая совокупность значений $\gamma_{доп}$ и $p_{затр.0}$. Например, если задано максимально допустимое из условий прочности значение $p_{затр.0}$, то однозначно можно вычислить минимально возможный удельный вес задавочной жидкости. Так, для скважины глубиной 1700 м с пластовым давлением 170 кгс/см² и удельным весом пластовой продукции 950 кгс/м³ при допустимом рабочем давлении на устье в 50 кгс/см² величина

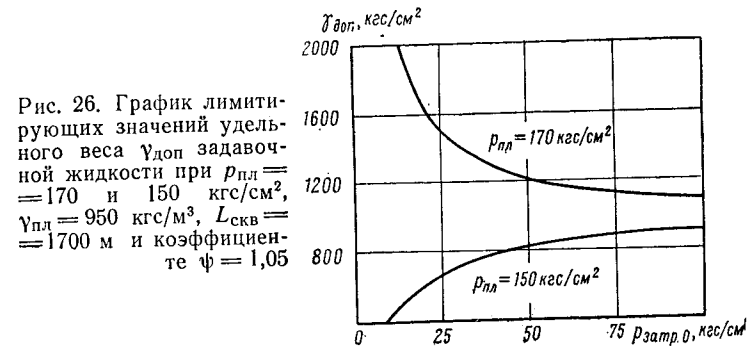


Рис. 26. График лимитирующих значений удельного веса $\gamma_{доп}$ задавочной жидкости при $p_{пл} = 170$ и 150 кгс/см², $\gamma_{пл} = 950$ кгс/м³, $L_{скв} = 1700$ м и коэффициенте $\psi = 1,05$

удельного веса задавочной жидкости должна быть не менее 1190 кгс/м³ (ψ принята равной 1,05). Если при тех же исходных данных в промысловых условиях в наличии имеется задавочная жидкость удельным весом 1350 кгс/м³, то стабилизированное к концу первой стадии давление в затрубном пространстве $p_{затр.0}$ должно быть равным 35 кгс/см².

Для описанного способа подготовки скважин к подземному ремонту можно рекомендовать следующий порядок расчета основных параметров.

1. Для заданной скважины или группы скважин строят зависимость $\gamma_{доп}$ от $p_{затр.0}$. Пример такой зависимости для двух значений пластового давления представлен на рис. 26.

2. В зависимости от конкретных условий и технических возможностей по построенной между $\gamma_{доп}$ и $p_{затр.0}$ зависимости выбирают рабочие значения этих параметров.

3. Вычисляют необходимый объем рабочего агента по формуле (31), где γ_v принимают равным выбранному значению $\gamma_{доп}$, а величину $N_{пл}$ определяют по формуле (23).

4. По известному темпу закачки жидкости в соответствии с (27) определяют необходимый отбор газа из затрубного пространства.

Рассмотренная технология подготовки насосной скважины к подземному ремонту, во-первых, позволяет полностью исключить попадание задавочной жидкости в продуктивный пласт, т. е. соблюдение предлагаемой технологии предотвращает ухудшение фильтрационной характеристики призабойной зоны. Во-вторых, вследствие того, что к моменту начала освоения давление столба жидкости в скважине равно пластовому, период слабого обтекания погружного электродвигателя сокращается до минимума.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Режим насосных скважин формируется в результате не только гидродинамического, но и теплового взаимодействия погружной установки и скважины. Этой проблеме уделено внимание в отечественной литературе, в частности в работе [18] указывается на существенный нагрев жидкости в насосной скважине в процессе ее эксплуатации.

Проанализируем температурный режим скважины в период ее освоения и эксплуатации.

Мощность теплового источника

С точки зрения надежности работы погружной установки наиболее важной характеристикой является рабочая температура самого погружного электродвигателя. Значительная часть электроэнергии, потребляемой погружной установкой, трансформируется в тепло, которое идет на нагрев перекачиваемой, а также омывающей погружной электродвигатель жидкости. При стационарном режиме суммарная тепловая энергия, потребляемая установкой, передается

всему объему перекачиваемой жидкости, который здесь равен притоку из пласта.

Под мощностью источника теплоты понимается количество теплоты, выделяемое единицей объема тела в единицу времени. Согласно этому определению мощность теплового источника, в данном случае насоса, равна

$$q_n = \frac{AN_n}{V_n}, \quad (35)$$

где A — переводной коэффициент; если теплота измеряется в ккал, а мощность в кВт, то $A = 860$ ккал/кВт·ч; $N_n = N_{нд}$ — потребляемая насосом мощность; V_n — геометрический объем насоса; N — мощность, потребляемая всей погружной центробежной электроустановкой, кроме потерь в подводящем кабеле; η_d — суммарный коэффициент полезного действия погружного электродвигателя.

Аналогичным образом определяется мощность второго теплового источника — погружного электродвигателя

$$q_d = \frac{AN(1 - \eta_d)}{V_d}, \quad (36)$$

где V_d — геометрический объем погружного электродвигателя.

Суммарная мощность будет

$$q = AN \left(\frac{\eta_d}{V_n} + \frac{1 - \eta_d}{V_d} \right). \quad (37)$$

Для сравнения тепловой (удельной) интенсивности различных типов погружных электродвигателей были вычислены значения мощности тепловых источников для наиболее распространенных из них, а также перспективных погружных электродвигателей (табл. 14). Из табл. 14 видно, что наибольшей удельной мощностью обладает двигатель ПЭД 40-103МЗ, наименьшей — ПЭД 20-103МЗ, а также ПЭД 55-123МЗ. Данные, представленные в табл. 14, показывают, что в тепловых расчетах при введении соответствующих поправок электродвигатель с достаточной точностью можно принимать за стальное тело. Аналогичным образом можно получить удельные мощности q_n и q конкретных установок.

Таблица 14
Основные показатели ПЭД как тепловых источников

Показатель	Тип двигателя						
	ПЭД 20-103 МЗ	ПЭД 28-103 МЗ	ПЭД 40-103 МЗ	ПЭД С55- 103	ПЭД 55-123 МЗ	ПЭД 100-123 МЗ	ПЭД 123- 138
Номинальная мощность	20	28	40	56	55	100	123
К.п.д., %	74,5	73	72	72	78,5	79	84
Длина, м	5,17	5,51	6,19	5,21	7,14	8,0	8,21
				÷ 5,51			
Наружный диаметр, м	0,103	0,103	0,103	0,103	0,123	0,123	0,138
Геометрический объем, м³	0,043	0,046	0,051	0,089	0,084	0,094	0,122
Масса электродвигате- ля, кг	275	295	335	600	569	654	800
Плотность, отнесенная к плотности стали	0,82	0,82	0,84	0,865	0,87	0,89	0,84
Мощность теплового ис- точника при номи- нальной нагрузке q_g , тыс. ккал/(м³·ч)	104	142	189	152	124	192	141

Температурный режим насосных скважин при установившихся параметрах

При установившемся режиме насосной скважины теплообмен в системе определяется тем, что объем перекачиваемой насосом жидкости равен притоку ее из пласта.

Температура жидкости на выкиде насоса $T_{\text{вык}}$ в сравнении с температурой ее до контакта с погружной установкой T_c характеризует интенсивность теплообмена насоса и двигателя с окружающей средой.

Определение температуры жидкости на выкиде насоса не представляет особых трудностей, измерение же величины T_c требует проведения специальных трудоемких операций. Поэтому при большом количестве измерений следует применять метод, основанный на использовании данных по фонтанным скважинам. Суть метода заключается в том, что для обследуемой насосной скважины на данном месторождении

подбирается фонтанная скважина — аналог с примерно одинаковыми характеристиками, в основном формирующими распределение температуры в скважине (диаметр скважины, ее конструкция, особенности вскрытия продуктивного горизонта, обводненность продукции, дебит).

Значение температуры в фонтанной скважине $T_{c.f}$ на глубине, равной глубине спуска насоса, может служить отправной точкой при определении T_c , хотя даже при совершенно идентичных условиях в насосной скважине и в фонтанной скважине-аналоге $T_c \neq T_{c.f}$ вследствие разной конструкции забойных участков. При теплообмене между движущимся потоком и окружающей породой на забойном участке фонтанной скважины существует дополнительное термическое сопротивление в виде относительно спокойного столба жидкости в кольцевом пространстве. Кроме того, может быть существенно различным и внутренний коэффициент теплоотдачи (от жидкости к стенке трубы).

Но указанные различия могут быть учтены, а разность между $T_{c.f}$ и T_c вычислена. Следовательно, по распределению температуры в скважине-аналоге представляется возможным получить информацию о температуре жидкости, поступающей к погружной установке. При этом исходное уравнение теплового баланса для получения расчетной формулы может быть записано в форме известного дифференциального уравнения конвективного теплообмена

$$Gc dT = K(T^* - T) \pi D dx, \quad (38)$$

где G — весовой расход жидкости; c — теплоемкость жидкости при постоянном давлении; K — коэффициент теплопередачи; D — диаметр скважины (обсадной колонны); $T^* = T_{\text{пл}}^* - Gx$ — температура окружающей среды на расстоянии x от продуктивного пласта; $T_{\text{пл}}^*$ — температура окружающей среды при $x = 0$; G — геотермический градиент. При линейном распределении температуры окружающей среды в зависимости от глубины уравнение (38) может быть представлено в виде линейного дифференциального уравнения, решение которого для граничных условий $x = 0, T = T_{\text{пл}}$

записывается следующим образом:

$$T = T_{пл}^* - \Gamma x + \frac{\Gamma c G}{\pi DK} + \left(T_{пл} - T_{пл}^* - \frac{\Gamma c G}{\pi DK} \right) \exp \left(- \frac{\pi DK}{c G} x \right). \quad (39)$$

Температура жидкости, поступающей к погружной установке, может быть вычислена из этого уравнения, если принять

$$x = L_{скв} - L_{сп} = l_3, \quad (40)$$

где $L_{скв}$ — глубина скважины (расстояние до продуктивного пласта); $L_{сп}$ — глубина спуска насосной установки.

Температура в фонтанной скважине определяется по аналогичной формуле, но при этом в уравнение (39) следует подставлять соответствующее значение коэффициента теплопередачи $K_{ф}$.

Коэффициент теплопередачи в общем виде для забойного участка насосной скважины определяется из выражения

$$K = \frac{1}{\frac{D}{2\lambda_n} \ln \left| 1 + \sqrt{\frac{4\pi \kappa t}{D^2}} \right| + \frac{D}{2\lambda_{ст}} \ln \frac{D}{D_{внт}} + \frac{1}{\alpha} \frac{D}{D_{внт}}}, \quad (41)$$

а для фонтанной скважины по формуле

$$K_{ф} = \frac{1}{\frac{D}{2\lambda_n} \ln \left| 1 + \sqrt{\frac{4\pi \kappa t}{D^2}} \right| + \frac{D}{2\lambda_{ст}} \left[\ln \frac{D}{D_{внт}} + \ln \frac{d}{d_{внт}} \right] + \frac{D}{2\lambda} \ln \frac{D_{внт}}{d_{внт}} + \frac{1}{\alpha_{ф}} \frac{D}{d_{внт}}}, \quad (42)$$

где λ , λ_n , $\lambda_{ст}$ — коэффициенты теплопроводности соответственно перекачиваемой жидкости, породы и металла труб; $\kappa = \lambda / \rho_n c_n$ — коэффициент температуропроводности пород; $D_{внт}$, $d_{внт}$ — внутренние диаметры соответственно обсадной колонны и фонтанных труб; D , d — внешние диаметры соответственно обсадной колонны и фонтанных труб; α , $\alpha_{ф}$ — внутренние коэффициенты теплоотдачи на забойном участке

соответственно насосной и фонтанной скважин; t — время.

Термическое сопротивление обсадных и фонтанных труб по сравнению с другими составляющими в выражениях (41) и (42) пренебрежимо мало. В начальный период ($t < 1 \div 10$ сут) определяющим в формуле (42) является термическое сопротивление столба жидкости в кольцевом пространстве фонтанной скважины, находящегося в относительном покое. При малых дебитах ($Q < Q_{кр}$), не обеспечивающих турбулентного режима в НКТ, значительную роль играет внутреннее сопротивление. Аналогичная картина наблюдается в насосных скважинах, коэффициент теплопередачи для которых определяется по формуле (41). Но в этом случае критический дебит $Q_{кр}$ имеет гораздо большее значение.

Для последующих периодов работы скважины ($t > 10$ сут) обязательно должно учитываться термическое сопротивление породы. Расчеты, проведенные применительно к условиям теплопередачи в скважинах Ромашкинского месторождения, показали, что величина критического дебита (для забойного участка) насосной скважины находится в пределах 50—100 м³/сут, фонтанной 20—50 м³/сут. Верхний предел приведенных значений $Q_{кр}$ соответствует более высокой вязкости продукции скважин.

Внутренний коэффициент теплоотдачи α и $\alpha_{ф}$ в выражениях (41) и (42) определяется по общеизвестным соотношениям, принятым в практике расчетов процесса теплообмена.

На ряде насосных и фонтанных скважин Ромашкинского месторождения при установившихся режимах были проведены замеры температуры на выкиде насоса, результаты которых приведены в табл. 15.

Для указанных в таблице скважин были определены поправки δ_k к значению температуры жидкости, поступающей к погружной электроцентробежной установке. Результаты этих расчетов и значения коэффициента теплопередачи и теплопритока в зоне погружной насосной установки представлены в табл. 16. Коэффициент теплопередачи на забойном участке насосной скважины оказался значительно выше, чем в соответствующем интервале фонтанной. Их отношение колеблется в пределах 1,5—2,5, а в среднем это

Таблица 15
Результаты измерений температуры и основные
показатели скважины

Сква- жина	Диаметр колонны, мм	Мощность ПЭД, кВт	Дебит, т/сут	Обвод- ненность продукции скважины, %	Темпера- тура на выкиде насоса $T_{\text{вык}}, ^\circ\text{C}$	Темпера- тура в фонтан- ной скважине- аналоге $T_{\text{с.ф}}, ^\circ\text{C}$
2313	146	20	102	0,5	39,1	30,8
2331	146	20	101	0	36,3	30,2
2410	146	20	53	42	46,6	31,5
2327	146	20	112	0	37,4	31,0
3139	146	20	123	55	36,0	30,6
5634	146	20	60	45	37,5	28,9
3685	168	20	100	0	37,1	32,4
392	168	20	130	19	41,6	34,9
2291	146	28	98	0	37,3	31,5
2293	146	28	90	0	38,7	31,4
9513	168	28	120	0	42,3	32,3
8032	168	28	76	8	37,7	29,0
729	168	28	125	10	44,4	33,6
9589	168	28	86	0	39,5	33,5
975	146	28	130	33	43,9	35,5
8064	168	28	84	0	41,7	28,2
2339	146	40	124	0	44,7	32,9
730	168	40	128	80	35,6	32,6
3236	146	40	72	15	41,4	33,6
9099	146	40	90	0	44,2	33,6
9130	146	40	105	10	43,7	34,4
579	146	40	90	15	48,4	35,8
622	146	40	122	7	43,1	35,5
442	146	40	90	11	44	35,2
8012	168	40	80	0	53	30
8069	168	40	100	0	39,7	29,7

отношение равно двум. Разница между температурой на верхних концах забойных участков фонтанной и насосной скважин и температурой окружающей их породы на том же участке достигает 10—11%. Для анализируемых скважин абсолютная величина необходимой температурной поправки ($\delta = T_{\text{с}} - T_{\text{с.ф}}$) не превышает 1,5°C, а по отношению к теплопритоку в зоне насосной установки она может составлять 15—20%. Поэтому при тепловых расчетах и измерениях в системе насос—скважина нельзя пренебрегать различием интенсивности теплообмена на забойных участках насосной и фонтанной скважин.

Таблица 16
Результаты тепловых расчетов в насосных скважинах,
работающих в установившемся режиме

Сква- жина	Коэффициент теплопередачи на забойном участке насосной скважины $K_{\text{с.ф}}$ ккал/(м²·ч·°C)	Коэффициент теплопередачи в фонтанной скважине- аналоге $K_{\text{с.ф}}$ ккал/(м²·ч·°C)	Темпера- турная поправка $\delta = T_{\text{с}} - T_{\text{с.ф}}$ °C	Параметр $\frac{T_{\text{с}} - T_{\text{с.ф}}}{T_{\text{с.ф}}}$ %	$T_{\text{с}}, ^\circ\text{C}$	Тепло- приток в зоне насосной установки $T_{\text{вык}} - T_{\text{с}}, ^\circ\text{C}$
2313	2,5	1,07	—0,88	8,4	29,9	9,2
2331	2,5	1,07	—1,10	10,5	29,1	7,2
2410	2,98	1,72	—1,09	10,4	30,4	16,2
2327	2,62	1,08	—0,96	9,1	30,0	7,4
3139	4,06	2,44	—0,58	5,5	30,0	6,0
5634	3,04	2,12	—0,68	6,5	28,2	9,3
3685	2,5	1,07	—1,025	9,7	31,4	5,7
392	3,4	1,44	—0,91	8,7	34,0	7,6
2291	2,44	1,06	—0,95	9,0	30,5	6,8
2293	2,39	1,06	—1,18	11,2	30,2	8,5
9513	2,66	1,08	—0,89	8,5	31,4	10,9
8032	2,42	1,33	—1,09	10,4	27,9	9,8
729	3,05	1,4	—0,89	8,5	32,7	11,7
9589	2,36	1,05	—1,17	11,1	32,3	7,2
975	3,74	2,0	—0,62	5,9	34,9	9,0
8064	2,34	1,05	—1,06	10,1	27,1	14,6
2339	2,75	1,09	—1,06	10,1	31,8	12,9
730	4,4	2,82	—0,57	5,4	32,0	3,6
3236	2,7	1,48	—1,07	10,2	32,5	8,9
9099	2,4	1,06	—	—	33,6	10,6
9130	2,9	1,38	—0,94	9,0	33,5	10,2
579	2,84	1,51	—0,79	8,5	35,0	13,4
622	3,0	1,33	—1,35	10,3	34,1	9,0
442	2,74	1,37	—0,99	9,4	34,2	9,8
8012	2,3	1,05	—1,14	10,8	28,9	24,1
8069	2,5	1,07	—0,96	9,1	28,7	11,0

Из анализа данных табл. 16 следует, что определить влияние в отдельности каждого фактора (обводненности продукции скважины, мощности погружных электродвигателей и подачи насосной установки) на тепловой приток невозможно. Однако существует вполне определенная взаимосвязь между теплопритоком и комплексом параметров

$$G \left(1 + \frac{c_{\text{в}} - c_{\text{н}}}{c_{\text{н}}} \theta \right),$$

где c_n , c_v — соответственно теплоемкости нефти и воды; ϑ — объемная доля воды в продукции скважины; G — массовый расход. Указанная зависимость представлена на рис. 27.

С ростом комплекса параметров

$$G \left(1 + \frac{c_v - c_n}{c_n} \vartheta \right)$$

степень нагрева жидкости в насосе падает. При этом следует отметить, что нагрев жидкости определяется

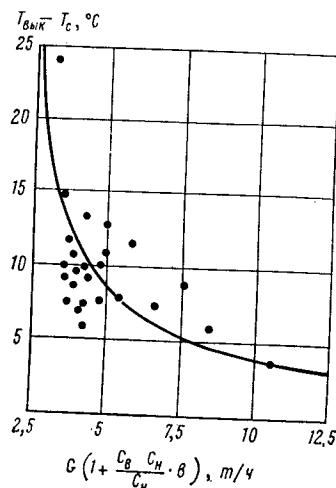


Рис. 27. Влияние расхода и обводненности на теплоприток в зоне насосной установки.

не только подачей насоса, но и обводненностью продукции скважины. В скважинах с высокой обводненностью даже при небольшой подаче насоса тепловой приток невысок. И, наоборот, в безводной скважине нагрев пластовой жидкости может оказаться значительным даже при высоком дебите. Абсолютное значение нагрева жидкости в зоне насосной установки, как видно из рис. 27, достигает большой величины (до 25 °C) и в среднем составляет 8—12 °C.

Судя по фактическим данным измерений теплопритока, существует критическое значение комплекса параметра, ниже которого наблюдается резкий скачок в значениях $T_{\text{вык}} - T_c$, что необходимо учитывать при рассмотрении теплообмена в процессе освоения насосной скважины после подземного ремонта.

С точки зрения температурного режима погружного электродвигателя важно выделить из общего теплопритока ту часть, которая непосредственно связана с зоной его действия, т. е. величину $\Delta T_{\text{дв}}$, учитывая, что приращение температуры жидкости непосредственно в насосе $\Delta T_{\text{нас}}$ может быть подсчитано достаточно просто.

Следовательно,

$$\Delta T_{\text{дв}} = \Delta T - \Delta T_{\text{нас}}, \quad (43)$$

где $\Delta T = T_{\text{вык}} - T_c$ — суммарный теплоприток в зоне погружной насосной установки; $\Delta T_{\text{дв}}$, $\Delta T_{\text{нас}}$ — теплоприток соответственно в зонах двигателя и насоса.

Величина $\Delta T_{\text{нас}}$ определяется теплопритоком, связанным с работой сжатия и передачей теплоты во внешнюю среду:

$$\Delta T_{\text{нас}} = \frac{\Delta Q_{\text{вн}}}{G c_p} + \frac{\Delta Q_{\text{сж}}}{G c_p}. \quad (44)$$

Первое слагаемое в этом уравнении пренебрежимо мало, а значение $\Delta Q_{\text{сж}}$ определяется из выражения

$$\Delta Q_{\text{сж}} = \frac{A [1 - \eta_{\text{нас}} (1 - T_n \mu_p)]}{\eta_{\text{нас}}} \frac{\Delta p_{\text{нас}} G}{\gamma}, \quad (45)$$

где $\eta_{\text{нас}}$ — коэффициент полезного действия насоса; T_n — средняя температура жидкости в насосе; μ_p — коэффициент, учитывающий сжимаемость пластовой жидкости,

$$\mu_p = \frac{1}{\gamma} \left(\frac{\partial \gamma}{\partial T} \right)_p;$$

$\Delta p_{\text{нас}}$ — перепад давления, развиваемый насосом.

Учитывая, что

$$\frac{\Delta p_{\text{нас}} G}{\gamma} = N_{\text{пол}}; \quad \frac{N_{\text{пол}}}{\eta} = N_{\text{нас}}; \quad \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{дв}}} = N,$$

на основе (44) и (45) можно написать:

$$\Delta T_{\text{нас}} = A \frac{1 - \eta_{\text{нас}} (1 - T_n \mu_p)}{c_p G} \eta_{\text{дв}} N. \quad (46)$$

Поскольку погрешности в измерении величин, входящих в выражение (46), могут быть значительными, в некоторых случаях более обоснованным будет

определять $\Delta T_{\text{дв}}$ по известной относительной величине

$$\delta_{\Delta T} = \Delta T_{\text{нас}} / \Delta T_{\text{дв}}$$

или по величине

$$\Delta T_{\text{дв}} = \frac{\Delta T}{1 + \delta_{\Delta T}}. \quad (47)$$

Значение $\delta_{\Delta T}$, определяемое из (46) и выражения

$$\Delta T_{\text{дв}} = \frac{A(1 - \eta_{\text{дв}})N}{Gc_p},$$

будет иметь вид

$$\delta_{\Delta T} = \frac{\eta_{\text{дв}}}{1 - \eta_{\text{дв}}} [1 - \eta_{\text{нас}}(1 - T_{\mu_p})]. \quad (48)$$

Расчеты показывают, что величина $\delta_{\Delta T}$ находится в пределах 1,5—2, т. е. при работе системы на стационарном режиме доля тепла, поступающего от погружного электродвигателя, может достигать 35—40% всего теплопритока в зоне погружной установки. Следовательно, это следует учитывать при теоретических расчетах нагрева жидкости в насосных скважинах.

Для рассматриваемых здесь скважин температура жидкости в зоне погружного двигателя может повышаться в среднем на 3—5°C, а при малых значениях $G[1 + (c_v - c_n)/c_n \cdot v]$ — до 8—10°C.

Приближенное решение задачи нагрева двигателя погружной электроцентробежной установки

С точки зрения надежности погружного двигателя наиболее важным является рассмотрение переходных периодов, в частности периода освоения скважины, когда теплообмен между ПЭД и окружающей средой значительно ухудшается вследствие перераспределения потоков в зоне установки. Появляются предпосылки для напряженной работы двигателя, увеличивается вероятность отказа установки из-за перегрева. В связи с этим рассмотрим закономерности изменения температуры в зоне погружного электродвигателя.

Примем обозначения: R_d — радиус погружного электродвигателя; κ_d — коэффициент температуропро-

водности цилиндра; α — коэффициент теплоотдачи; λ_d — коэффициент теплопроводности цилиндра.

Распределение температуры в теле погружного электродвигателя может находиться из решения уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с непрерывно действующим источником:

$$\frac{\partial T(r, t)}{\partial t} = \kappa_d \left[\frac{\partial^2 T(r, t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T(r, t)}{\partial r} \right] + \frac{q_d}{c_d \gamma_d} \quad (49)$$

при $t > 0$ $R_d > r > 0$.

Краевые условия получаются из следующих физических соображений. В начальный период времени ($t = 0$) температура двигателя равна температуре окружающей жидкости T_c , т. е. для момента включения ПЭД можно написать

$$T(r, 0) = T_0 = T_c. \quad (50)$$

Происходит конвективный теплообмен между поверхностью тела и окружающей средой и в соответствии с законом Ньютона — граничное условие третьего рода запишется в виде

$$-\frac{\partial T(R, t)}{\partial r} + \frac{\alpha}{\lambda_d} [T_c - T(R, t)] = 0. \quad (51)$$

Очевидными становятся также условия, вытекающие из соотношений

$$\frac{\partial T(0, t)}{\partial r} = 0, \quad T(0, t) \neq \infty. \quad (52)$$

Уравнение (41) при условиях (50) — (52) имеет классическое решение, которое приведено, например, в монографии А. В. Лыкова [15]. Применительно к процессам нагрева ПЭД бесконечный ряд, описывающий распределение температуры, может быть заменен первым членом, а в качестве искомой температуры можно принять среднюю. Последняя на основе зависимости, представленной в работе [15], и с учетом того, что $T_c - T_0 = 0$, записывается так:

$$\tilde{T} = T_c + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \left[\frac{1 + \frac{4}{Bi}}{8} - \frac{Be^{-\mu^2 F_0}}{\mu^2} \right], \quad (53)$$

где T — средняя температура в теле цилиндра; $Bi = \alpha R_d / \lambda_d$ — критерий Био; $Fo = \kappa / R_d^2$ — число Фурье; B, μ — параметры, зависящие от критерия Био (см. табл. 17).

Таблица 17
Численные значения параметров B и μ

Bi	B	μ	Bi	B	μ
0,00	—	0,0000	2,0	0,9535	1,5994
0,01	—	0,1412	3,0	0,9225	1,7887
0,02	—	0,1995	4,0	0,8984	1,9081
0,04	—	0,2814	5,0	0,8721	1,9898
0,06	—	0,3438	6,0	0,8532	2,0490
0,08	0,9999	0,3960	7,0	0,8375	2,0937
0,10	0,9998	0,4417	8,0	0,8242	2,1286
0,15	0,9995	0,5376	9,0	0,8133	2,1566
0,20	0,9992	0,6170	10,0	0,8041	2,1795
0,30	0,9983	0,7465	15,0	—	2,2509
0,40	0,9970	0,8516	20,0	—	2,2880
0,50	0,9950	0,9408	30,0	0,7359	2,3261
0,60	0,9936	1,0184	40,0	—	2,3455
0,70	0,9916	1,0873	50,0	0,7170	2,3572
0,80	0,9893	1,1490	60,0	—	2,3651
0,90	0,9868	1,2048	80,0	—	2,3750
1,0	0,9843	1,2558	100,0	—	2,3809
1,5	0,9694	1,4569	∞	0,6917	2,4048

Формула (53) справедлива при $Bi = \text{const}$, поэтому при практических расчетах реальная функция изменения величины $Bi(t)$ должна представляться ее ступенчатой модификацией. В частности, зона ламинарного обтекания ПЭД пластовой жидкостью (или рабочим агентом) в некоторых случаях может быть представлена одной ступенью, так как коэффициент теплоотдачи при $Re \leq 2000$ имеет невысокий темп изменения в зависимости от числа Re , а следовательно, и от расхода жидкости. Переходный и турбулентный режимы обтекания требуют большей детализации, так как они характеризуются высоким темпом изменения коэффициента теплоотдачи.

Температурный режим погружного электродвигателя для первого участка (режим обтекания ламинарный) рассчитывается по формуле (53) при $Bi = Bi_{\text{лам}}$. Последующие участки (режим обтекания турбулент-

ный) рассчитывают на основе общего соотношения

$$\tilde{T}_j = T_c + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \frac{1 + \frac{4}{Bi_j}}{8} - \left(T_c - T_{0j} + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d \mu_j^2} \right) B_j e^{-\mu_j^2 (F_0 - F_{0j})}, \quad (54)$$

где Bi_j — критерий Био для j -го интервала времени; T_{0j} — температура цилиндра в начале j -го интервала времени; B_j, μ_j — параметры, соответствующие Bi_j (их численные значения представлены в табл. 17).

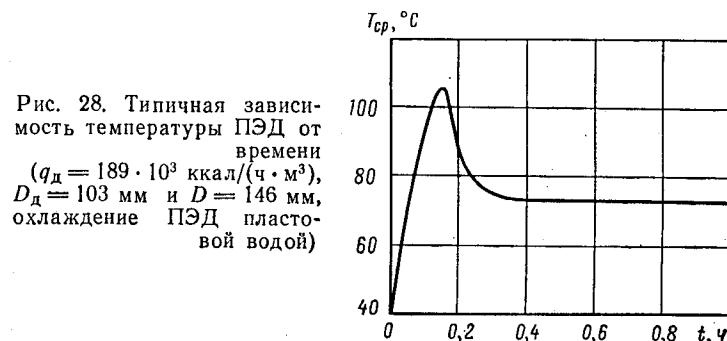


Рис. 28. Типичная зависимость температуры ПЭД от времени ($q_d = 189 \cdot 10^3$ ккал/(ч · м³), $D_d = 103$ мм и $D = 146$ мм, охлаждение ПЭД пластовой водой)

Многочисленные расчеты для скважин Ромашкинского месторождения показали, что характер изменения температуры погружного двигателя от времени в период освоения зависит от многих факторов. При этом в большинстве случаев вид этой зависимости идентичен графику, представленному на рис. 28, т. е. имеется ясно выраженный максимум. В начальные промежутки времени наблюдается резкое повышение температуры ПЭД, с течением времени темп изменения функции $T(t)$ падает, а начиная с некоторого момента, погружной электродвигатель остывает и его температура стремится к некоторой постоянной величине

$$\tilde{T}_{\text{ном}} = T_c + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \frac{1 + \frac{4}{Bi_{\text{ном}}}}{8}, \quad (55)$$

где $Bi_{\text{ном}}$ — критерий Био, соответствующий условиям работы скважины на стационарном режиме.

Особый интерес с точки зрения температурного режима ПЭД представляют начальные участки зависимости $T(t)$, а также максимальные температуры, наблюдаемые в период освоения.

Влияние свойств охлаждающей жидкости на нагревание погружного двигателя

Выведенные выше соотношения (49) — (55) позволяют оценить изменение температуры ПЭД в зависимости от условий его эксплуатации. Условия эти многообразны. В частности, в широком диапазоне меняются свойства добываемой и, следовательно, обтекающей ПЭД жидкости. Меняются также свойства технологической жидкости, используемой для заправки.

Учитывая, что резкое возрастание температуры происходит при ламинарном обтекании ПЭД, т. е. в начальный период, проанализируем этот процесс по (53). При малых значениях критерия Био с достаточной для практических расчетов точностью можно принять $B = 1$ и $\mu^2 = 2Bi$, а уравнение (53) переписать в виде

$$\tilde{T} - T_c = \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \frac{1 - \exp(-2 Bi F_0)}{2 Bi}. \quad (56)$$

Данная упрощенная формула позволяет провести в явном виде анализ роли свойств охлаждающей жидкости на нагрев ПЭД. Эти свойства в приведенных здесь формулах действуют через критерий Био. Приняв в качестве отправной формулу для числа Нуссельта при вынужденном ламинарном движении жидкости в трубе, предложенную в работе [29], критерий Био можно записать в виде

$$Bi = 0,091 G_d^{0,33} \frac{D_d}{\lambda_d (D - D_d)^{1,33}} \eta^{0,1} c^{0,43} \lambda^{0,57}, \quad (57)$$

где G_d — весовой расход омывающей ПЭД жидкости, г/с; D_d , D — диаметры двигателя и колонны соответ-

Рис. 29. Зависимость теплопритока $T_b - T_c$ от времени при ламинарном обтекании ПЭД пластовой водой (Ромашкинское месторождение)

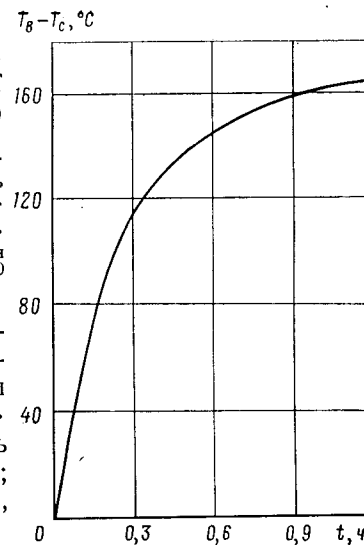


Рис. 30. Влияние свойств охлаждающей жидкости на степень перегрева ПЭД при ламинарном режиме обтекания. 1, 2, 3, 4, 5, 6 — соответственно для $Bi/Bi_b = 0,01; 0,1; 0,3; 0,5; 1,0; 2,0$

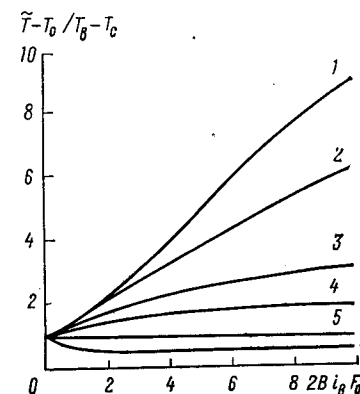
ственно, см; λ_d , λ — коэффициенты теплопроводности цилиндра и жидкости соответственно, кал/(г·см·°C); c — теплоемкость жидкости, кал/(г·°C); η — вязкость жидкости, г/(см·с).

На рис. 29 представлена зависимость температуры ПЭД-40 от времени при ламинарном обтекании его пластовой водой Ромашкинского месторождения в скважине с обсадной колонной диаметром 146 мм.

Использование другой жидкости для охлаждения приведет к изменению степени нагрева погружного двигателя. Для заданного времени степень этого изменения $(\tilde{T} - T_c)/(\tilde{T}_b - T_c)$ будет однозначно определяться отношением Bi/Bi_b

$$\frac{\tilde{T} - T_c}{\tilde{T}_b - T_c} = \frac{Bi_b}{Bi} \frac{1 - \exp\left(-2 Bi_b F_0 \frac{Bi}{Bi_b}\right)}{1 - \exp(-2 Bi F_0)}. \quad (58)$$

Из графика этой зависимости (рис. 30) видно, что чем меньше Bi/Bi_b , тем больше нагревается погружной двигатель.



Например, при охлаждении ПЭД безводной пластовой нефтью Ромашкинского месторождения ($Bi/Bi_b = 0,3$) степень перегрева по сравнению с пластовой водой при $2Bi_b F_0 = 2$, что соответствует 0,5—0,6 ч, составляет 1,7. Это имеет принципиальное значение, в особенности при малом темпе притока из пласта. Если кризис ламинарного течения наступает при $t = 0,5—0,6$ ч, обтекание двигателя нефтью приводит к недопустимому его перегреву (121°C против 71°C при охлаждении водой).

Таким образом, в самый начальный период освоения насосных скважин наиболее оптимальной для охлаждения ПЭД является технологическая жидкость, которая обеспечивает максимальные значения критерия Био. Такие условия, согласно формуле (57), обеспечиваются жидкостями с высокими значениями теплоемкости и теплопроводности. Влияние вязкости непосредственно на критерий Био при ламинарном режиме обтекания незначительно. В то же время от вязкости в определяющей степени зависит продолжительность начального интервала времени, при котором сохраняется ламинарный режим потока в кольцевом пространстве между погружным двигателем и обсадной колонной. Чем больше вязкость, тем при более высоких значениях расхода жидкости происходит кризис ламинарного режима течения, тем более продолжителен начальный промежуток времени, характеризующийся высоким темпом роста температуры ПЭД. Таким образом, можно сказать, что маловязкая технологическая жидкость будет обеспечивать при прочих равных условиях более благоприятный температурный режим погружного двигателя в период его освоения.

Качественно характер влияния теплофизических свойств жидкости на температуру ПЭД сохраняется и при выходе скважины на стационарный режим $G = G_{\text{ном}}$. Критерий Био в этом случае вычисляется по формуле

$$Bi_{\text{ном}} = 0,0127 G_{\text{ном}}^{0,8} \frac{D_d}{\lambda_d (D - D_d)^{1,8}} \frac{\lambda^{0,57} c^{0,43}}{\eta^{0,37}}, \quad (59)$$

а средняя температура ПЭД по формуле (55). Из этих соотношений следует, что в безводных скважинах температура погружного двигателя выше, чем в силь-

но обводненных, так как продукция последних имеет более низкую вязкость и более высокие значения теплоемкости и теплопроводности. Например, для условий Ромашкинского месторождения критерий Био безводной скважины в 5—6 раз меньше, чем в полностью обводненной. Величина же нагрева двигателя $(T - T_c)$ в безводной скважине в 2,5—3 раза выше, хотя абсолютные значения температуры двигателя T при стационарном режиме работы скважины незначительны и всегда находятся в пределах допустимого.

Влияние размеров и мощности погружного электродвигателя на его нагревание

Определяющим размером ПЭД является внешний диаметр D_d , а показателем, характеризующим его мощность, служит мощность теплового источника q_d . Влияние этих параметров может быть условно оценено по величине $t_{\text{доп}}$, которое показывает время, в течение которого температура достигает допустимого значения $T_{\text{доп}}$ при условии сохранения ламинарного режима обтекания ПЭД. Формула для допустимого времени может быть получена из уравнения (56), если температуру в этом уравнении принять равной $T_{\text{доп}}$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{D_d^2}{8\kappa_d Bi} \ln \frac{1}{1 - \frac{8\lambda_d (T_{\text{доп}} - T_c) Bi}{q_d D_d^2}}. \quad (60)$$

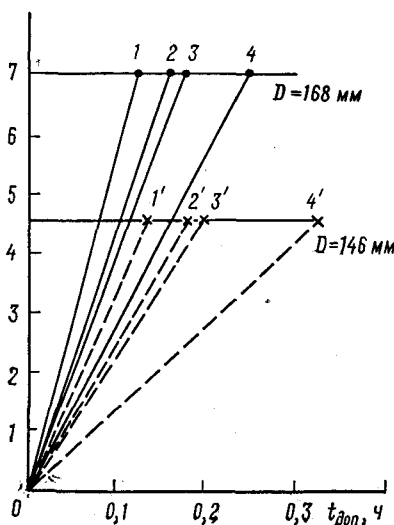
Однако такая оценка будет неполной, поскольку существенное значение, видимо, имеет и диаметр скважины D , в которой действует тепловой источник мощностью q_d и диаметром D_d . Влияние диаметра скважины сказывается на величине критерия Био и критического дебита $G_{\text{доп}}$. Последний характеризует кризис ламинарного режима и начало резкого возрастания Bi .

На рис. 31 представлены результаты расчетов $G_{\text{доп}}$ и $t_{\text{доп}}$ по скважинам диаметрами 146 и 168 мм, погружные установки на которых оснащены двигателями различной мощности, но одинакового диаметра $D_d = 103$ мм. Технологическая жидкость — пластовая

вода Ромашкинского месторождения. Результаты расчета для разных значений D_d приведены в табл. 18.

Для анализа температурных процессов в зависимости от параметров системы насосная установка — скважина может служить отношение $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$, т. е. минимально допустимая интенсивность освоения скважины. Это отношение приблизительно характеризует тот минимальный темп изменения притока в началь-

$G_{\text{доп}}, \text{ т/сут}$



ный период освоения, ниже которого наступает недопустимый перегрев ПЭД. С увеличением $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ вероятность перегрева возрастает и, наоборот, если величина $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ в данной скважине незначительна, то даже при небольшой интенсивности освоения вероятность перегрева ПЭД будет мала.

Анализ данных, представленных на рис. 31 и в табл. 18, показывает, что допустимая интенсивность освоения возрастает с ростом мощности теплового источника q_d . При этом надо учесть, что большие значения q_d не обязательно соответствуют большей мощности ПЭД, так как величина q_d удельная (на единицу объема). Например, для двигателей диаметром 103 мм максимальной мощностью теплового источника обладает ПЭД 40-103МЗ, а не ПЭД 55С-103МЗ. Та-

Таблица 18

Результаты расчетов $G_{\text{доп}}$ и $t_{\text{доп}}$ для различных значений диаметра ПЭД Ромашкинского месторождения

Двигатель	Диаметр двигателя, мм	Диаметр обсадной колонны (скважины), мм						Мощность теплового источника q_d , тыс. ккал/ч
		146			168			
		$G_{\text{доп}}, \text{ т/сут}$	$t_{\text{доп}}, \text{ ч}$	$\frac{G_{\text{доп}}}{t_{\text{доп}}}$	$G_{\text{доп}}, \text{ т/сут}$	$t_{\text{доп}}, \text{ ч}$	$\frac{G_{\text{доп}}}{t_{\text{доп}}}$	
ПЭД 20-103МЗ	103	4,6	0,322	14,3	7,0	0,243	29,8	104
ПЭД 28-103МЗ	103	4,6	0,192	25,0	7,0	0,170	41,2	142
ПЭД 40-103МЗ	103	4,6	0,130	36,4	7,0	0,121	57,9	189
ПЭД С 55-103	103	4,6	0,175	26,3	7,7	0,155	45,1	152
ПЭД 45-117	117	3,1	0,655	4,72	5,5	0,23	24	123
ПЭД 55-123МЗ	123	—	—	—	4,8	0,2	24,0	123
ПЭД 100-123МЗ	123	—	—	—	4,8	0,11	44,0	192
ПЭД 125-138	138	—	—	—	3,8	0,265	14,3	141

ким образом, большая мощность двигателя не определяет напряженных условий его работы. Двигатель малой мощности в период освоения может оказаться в напряженных термодинамических условиях.

Что касается размеров (диаметра) двигателя и скважины, то здесь важным является не только их абсолютные значения, но и их разность. Если двигатель диаметром 103 мм, предназначенный по техническим условиям для скважины диаметром 146 мм, поместить в скважину диаметром 168 мм, то вероятность перегрева в период освоения резко возрастает. Величина отношения $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ для указанного класса двигателей при этом увеличивается в 1,5—2 раза.

Для погружного двигателя диаметром 117 мм отношение $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ в скважине диаметром 168 мм в 2,5—5 раз выше, чем в скважине диаметром 146 мм. На рис. 32 приведены результаты гипотетических расчетов параметра $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ в непосредственной зависимости от D и D_d при $q_d = \text{const}$.

Практический интерес представляет влияние физических свойств источника теплоты на параметр $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$. На основе формул (57) и (60), расшифровки

критерия Био и коэффициента температуропроводности с использованием соотношения

$$G_{\text{доп}} = \frac{\pi}{4} (D - D_d) \eta \text{Re}_{\text{кр}}$$

выводится соответствующее уравнение:

$$\frac{G_{\text{доп}}}{t_{\text{доп}}} = \frac{1150 G_d^{0,33} \eta^{0,1} c^{0,43} \lambda^{0,57}}{D_d (D - D_d)^{0,33} \ln \frac{1}{1 - \frac{G_d^{0,33} \eta^{0,1} c^{0,43} \lambda^{0,57} (\tilde{T}_{\text{доп}} - T_c)}{1,37 D_d (D - D_d)^{1,33} q_d}}} \frac{1}{c_d \rho_d} \quad (61)$$

Из формулы (61) видно, что с ростом теплоемкости и плотности теплового источника величина $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ падает; влияние теплопроводности не отмечается.

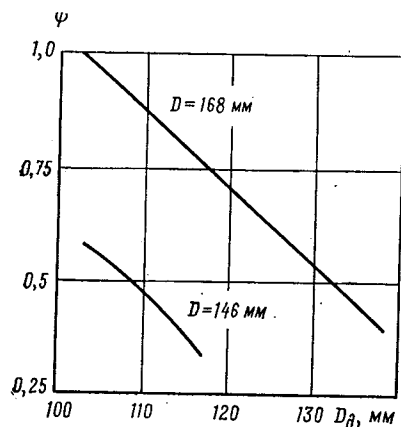


Рис. 32. Зависимость ϕ от диаметра двигателя и обсадной колонны

$\phi = (G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}) : (G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}})'$,
где $(G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}})'$ — для $D_d = 103$ мм и $D = 168$ мм

Представленные здесь расчетные формулы не отражают влияния расположения ПЭД в скважине. Аналогичные уравнения, учитывающие неосесимметричность теплового источника, весьма громоздки и здесь не приводятся. Достаточно отметить, что в предельном случае касания ПЭД к обсадной колонне величина $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$, подсчитанная по формуле (61), должна быть увеличена на 10—15%, а значение $t_{\text{доп}}$, определенное по формуле (60), — соответственно уменьшено на ту же величину.

Использование отношения $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ в качестве минимизируемого показателя может оказаться целесообразным и при анализе влияния свойств охлаждающей жидкости на вероятность перегрева погружного двигателя. Не останавливаясь на этом подробно, отметим, что использование технологической жидкости типа пластовой нефти вместо пластовой воды Ромашкинского месторождения приводит к росту параметра $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$ с 35—40 до 140—150 т/сут·ч (ПЭД 40-103МЗ, $D_k = 146$ мм). Следовательно, во втором случае (пластовая нефть) приток из пласта в период освоения должен осуществляться в 3,5—4 раза интенсивнее.

Циклическое освоение скважин и температурный режим ПЭД

Значительный практический интерес представляет возможность с помощью периодического включения погружной установки сделать температурный режим ПЭД менее напряженным. Такой метод циклического освоения насосной скважины позволяет избежать перегрева двигателя только в том случае, когда с каждым циклом увеличивается значение максимального притока из пласта. В этом легко убедиться путем анализа уравнений, описывающих цикл нагревания ПЭД (установка включена) и цикл охлаждения ПЭД (установка отключена).

Применительно к циклическому освоению допущение $T_c - T_0 = 0$, которое было использовано при получении уравнений (53) и (56), не является справедливым, так как циклы нагревания могут проходить при различных начальных температурах T_0 . Поэтому формула для расчета нагревания ПЭД должна быть выписана согласно работе [15] и с учетом допущений, сделанных при выводе уравнения (56), в более общем виде:

$$\tilde{T} = T_c + \frac{q_d D_d^2}{8 \lambda_d B i} - \left(T_c - T_0 + \frac{q_d D_d^2}{8 \lambda_d B i} \right) e^{-2 B i F_d} \quad (62)$$

Охлаждение рассчитывается по формуле

$$\tilde{T} = T_c - (T_c - T_0) e^{-2 B i F_d} \quad (63)$$

Если погружной двигатель отключить при достижении допустимой температуры, то его температура

к началу следующего цикла нагревания описывается уравнением

$$T_{0j} = T_c + (T_{\text{доп}} - T_c) \left[\frac{\frac{q_d D_d^2}{8\lambda_d Bi} - (T_{\text{доп}} - T_c)}{\frac{q_d D_d^2}{8\lambda_d Bi} - (T_{0j-1} - T_c)} \right]^{\frac{t_{\text{охл}}}{t_{\text{доп}}}} \quad (64)$$

где $t_{\text{охл}}$ — продолжительность периода охлаждения.

Согласно этому уравнению, температура погруженного двигателя к началу любого цикла (за исключением первого) выше температуры окружающей среды, а при $t_{\text{охл}}/t_{\text{доп}} = \text{const}$ будет справедливым неравенство

$$T_{0j} > T_{0j-1}, \quad (65)$$

т. е. начальная температура ПЭД для каждого последующего цикла нагревания будет выше, чем для предшествующего. Из этого следует важный практический вывод: продолжительность каждого последующего цикла освоения должна быть ниже предшествующего. Иначе температура ПЭД может превысить допустимую. В этом можно убедиться, если уравнение (62) решить относительно t и принять $\tilde{T} = T_{\text{доп}}$.

Так как в пределах ламинарного режима обтекания ПЭД критерий Био практически не зависит от расхода жидкости, то можно утверждать, что циклическое освоение скважин нецелесообразно, если при этом одновременно не происходит улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны. Только с увеличением коэффициента продуктивности при соответствующем значительном увеличении притока из пласта может быть достигнут турбулентный режим обтекания ПЭД до того, как он нагревается до допустимой температуры. Переход же в режим турбулентного обтекания ПЭД связан с резким возрастанием критерия Био и, как правило, с началом спада температуры.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОСВОЕНИЯ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Рассмотрим основные направления повышения качества и надежности освоения насосных скважин, т. е. уменьшения вероятности отказа ПЭД.

Расчеты показывают, что гипотеза о возможности сильного перегрева ПЭД в период освоения насосных скважин подтверждается. Так, минимально допустимая интенсивность освоения скважины с обсадной колонной диаметром 168 мм для ПЭД 40-103МЗ составляет 57,9 т/(сут·ч) при использовании пластовой воды и 212 т/(сут·ч) — пластовой нефти. При этом величина $t_{\text{доп}}$ во втором случае составляет 0,1—0,12 ч. Следовательно, для обеспечения надежной работы установки (без перегрева ПЭД) необходимо уже через 6—7 мин после начала освоения обеспечить приток из пласта в 20—25 т/сут. На практике такой темп освоения достигается не всегда. Поэтому технологическое обоснование путей совершенствования освоения насосных скважин является актуальным. При этом можно выделить два основных направления: улучшение гидродинамических условий освоения пласта и совершенствование термодинамических условий освоения скважин.

Первое направление связано с комплексом мер, направленных на повышение фактического темпа освоения пласта G_d/t . Сюда включаются мероприятия как по совершенствованию подготовительных операций (сокращение их сроков), так и по оптимизации технологии и параметров самого процесса освоения. Поскольку эти вопросы в целом были достаточно подробно описаны выше (в начале главы III), то здесь отметим лишь, что фактический темп освоения пласта может быть повышен путем: сохранения фильтрационных свойств пласта в ненарушенном состоянии, что достигается минимумом инфильтрации рабочей жидкости в пласт; обеспечения благоприятного гидродинамического взаимодействия скважины и пласта: к моменту включения ПЭД давление столба жидкости в скважине не должно превышать пластовое.

Одним из вариантов технического решения, обеспечивающего максимальный темп освоения пласта, можно считать технологию подготовки скважины к подземному ремонту на основе использования сжатого газа (см. выше).

Совершенствование термодинамических условий освоения скважины (второе направление) связано с факторами, определяющими снижение минимально

допустимой интенсивности освоения $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$. Эта величина может быть снижена путем:

- 1) использования технологической жидкости с оптимальными физическими и теплофизическими свойствами (вязкости, теплопроводности и теплоемкости);
- 2) строгого применения установок типа 5 и 5А только в скважинах с обсадной колонной диаметром 146 мм;
- 3) снижения величины $G_{\text{доп}}$ за счет сокращения зоны ламинарного режима обтекания;
- 4) использования двигателей с оптимальными значениями мощности, теплоемкости и плотности;
- 5) увеличения значения допустимой температуры $T_{\text{доп}}$ и снижения температуры охлаждающей жидкости $T_{\text{с}}$;
- 6) оптимизации параметров циклического освоения насосных скважин.

Перечислим некоторые перспективные технические решения по снижению величины $G_{\text{доп}}/t_{\text{доп}}$, а также решения, которые можно реализовать уже на современном этапе развития техники и технологии добычи и подземного ремонта:

- 1) искусственное возбуждение турбулентности с помощью турбулизатора основного потока, устанавливаемого в нижней части ПЭД. Конструктивно турбулизатор может быть выполнен в виде сетки, подвижного элемента или каким-либо иным образом;
- 2) искусственное возбуждение турбулентности пограничного слоя созданием искусственной шероховатости на внешней поверхности погружного электродвигателя и на внутренней поверхности обсадной колонны в зоне расположения насосной установки;
- 3) использование специального холодильного агента с температурой кипения, соответствующей температуре двигателя в начальный период освоения;
- 4) использование погружных двигателей увеличенной длины или секционных двигателей;
- 5) применение на двигателях электроизоляционной обмотки с повышенной теплостойкостью.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НАСОСНЫХ СКВАЖИН С ЭЦН

Механизированный способ добычи нефти с помощью погружных ЭЦН отличается устойчивыми тенденциями своего развития по всем абсолютным показателям: объему поднимаемой на поверхность продукции, числу оборудованных (ЭЦН) скважин, мощности, производительности и напору применяемых насосов (рис. 33).

Погружные насосы все шире распространяются в область больших нагрузок и более напряженных условий и режимов.

С расширением области применения погружных насосов исключительно возрастает значение надежности скважин с ЭЦН, увеличиваются масштабы подземного ремонта насосных скважин (рис. 34), его сложность. Подземный ремонт насосных скважин обеспечивается разветвленной сетью специализированных предприятий основного и вспомогательного назначения. Использование на этих предприятиях всевозможного оборудования и материалов требует специализированного развития отдельных подотраслей машиностроения, электротехнической промышленности и химической промышленности и т. д.

В таких условиях вопросы организации подземного ремонта применительно к режиму напряженных плановых заданий нефтегазодобывающих предприятий требуют своего направленного и полного анализа.

Совершенствование организации подземного ремонта имеет ряд направлений.

Во-первых, совершенствование самого подземного ремонта; сокращение его продолжительности, повышение качества проведения, совершенствование системы оплаты труда и в конечном счете — улучшение технико-экономических показателей добычи нефти и

газа, повышение производительности труда и коэффициента эксплуатации скважин.

Во-вторых, совершенствование организации подготовительных работ, специальных работ по промывке и задавке скважин, повышение качества

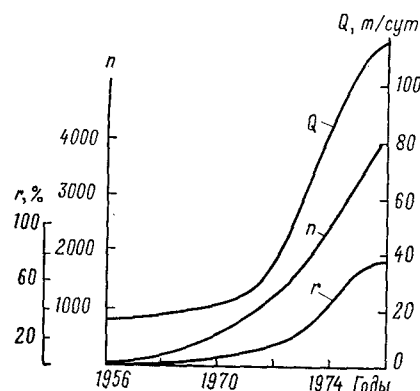


Рис. 33. Динамика показателей эксплуатации скважин с ЭЦН в объединении Татнефть.

Q — производительность скважин с ЭЦН по жидкости; r — доля нефти, добываемой из скважин с ЭЦН, %; n — число скважин с ЭЦН

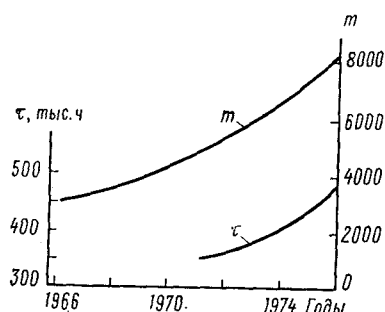


Рис. 34. Динамика показателей подземного ремонта скважин с ЭЦН в объединении Татнефть.

m — число ремонтов; τ — время пребывания скважин в ремонте

освоения скважин, что также в не меньшей мере, чем совершенствование самого подземного ремонта, повышает эффективность механизированного способа добычи.

В-третьих, всемерное снижение затрат времени, связанных с ремонтными работами, особенно с прекращением отбора или его сокращением. Это касается прежде всего времени малой (непроектной) подачи насоса, а также времени работы продуктивного горизонта с меньшей отдачей (например, вследствие некачественной промывки и задавки скважин).

СЛУЖБА ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Служба подземного ремонта скважин определяется совокупностью видов работ, непосредственно связанных с подготовкой и ремонтом, а также обеспечением его необходимыми средствами. Согласно опыту нефтегазодобывающих управлений объединения Татнефть в комплекс работ по подземному ремонту скважин входит:

- 1) планирование ремонтных работ;
- 2) получение информации о необходимости и объеме подземного ремонта;
- 3) подготовка скважин к подземному ремонту;
- 4) промывка и задавка скважин;
- 5) спуско-подъемные операции на скважине;
- 6) ремонт вышедшего из строя глубинного оборудования;
- 7) подготовка технологической (задавочной) жидкости.

Указанные виды работ обеспечиваются службой подземного ремонта, которая может иметь разную структуру с различным распределением работ по отдельным структурным элементам. На рис. 35 представлена структура службы подземного ремонта скважин с ЭЦН, применяемая многие годы в условиях восточных нефтедобывающих районов, в частности в Татарии.

Согласно этой схеме, основным производственным элементом является входящий в состав нефтегазодобывающего управления прокатно-ремонтный цех (ПРЦ) глубинного оборудования и подземного ремонта скважин (ГО и ПРС соответственно), который и организует проведение ремонтных работ.

Основными подразделениями цеха следует считать бригады подземного ремонта скважин и подготовительные бригады. Число их зависит от размеров нефтегазодобывающих управлений и объема ремонтных работ. В объединении Татнефть в некоторых управлениях прокатно-ремонтный цех глубинного оборудования и подземного ремонта скважин имеет в своем составе до 15—17 бригад, а в управлениях с малым объемом работ или при многовахтовой системе — 4—5 бригад подземного ремонта.

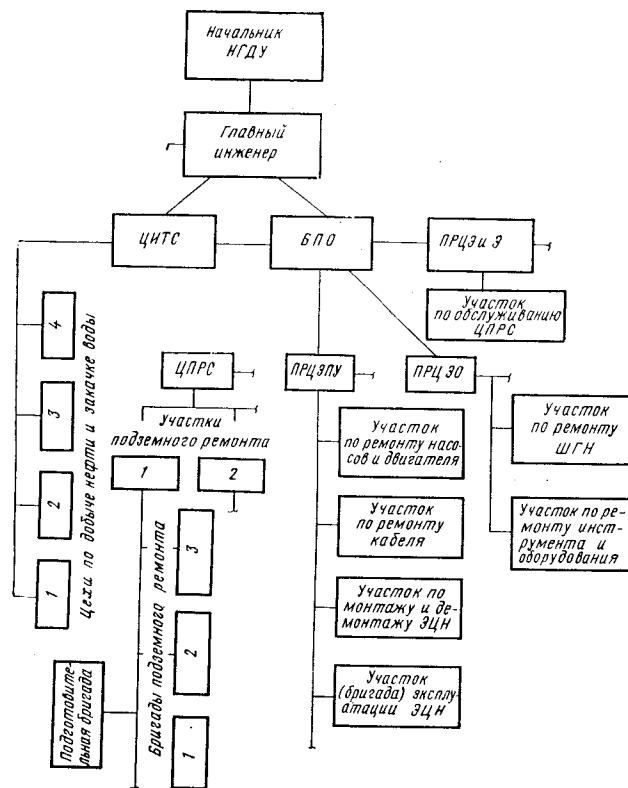


Рис. 35. Структурная схема службы подземного ремонта насосных скважин в общей структуре нефтегазодобывающего управления.

Принятые сокращения и обозначения: ЦИТС — центральная инженерная технологическая служба; БПО — база производственного обслуживания; ПРЦЭ и Э — прокатно-ремонтный цех электрооборудования и электроснабжения; ЦПРС — цех подземного ремонта скважин; ПРЦЭПУ — прокатно-ремонтный цех по электропозужным установкам; ПРЦЭО — прокатно-ремонтный цех эксплуатации оборудования; ШГН — штанговый глубинный насос

Большая роль отводится подготовительным бригадам. В связи с существующей тенденцией дальнейшей специализации во многих прокатно-ремонтных цехах глубинного оборудования и подземного ремонта скважин организация и проведение всех подготовительных работ возлагается именно на эти бригады.

Наличие специальных подготовительных бригад при существующей четкой организации работ позволяет повысить производительность труда в подземном ремонте. Оптимальное соотношение бригад подземного ремонта и подготовительных бригад в том или ином цехе не может быть названо однозначно, так как это зависит от распределения работ. В большинстве случаев в круг обязанностей подготовительных бригад входит весь цикл работ, связанный с глушением скважины: набор и транспортировка технологической жидкости с пунктов набора или подготовки на ремонтируемую скважину, глушение и промывка скважины по схеме обратной (или прямой) циркуляции и другие работы. Кроме того, в некоторых случаях подготовительные бригады самостоятельно или при участии бригад подземного ремонта скважин занимаются размещением и монтажом основного и вспомогательного оборудования перед непосредственно подземным ремонтом. На каждые 4—5 бригады подземного ремонта необходимо иметь в составе цеха одну подготовительную.

Бригады подземного ремонта работают по вахтовой системе. Число вахт в одной бригаде меняется в широких пределах — от одного до пяти. В практике объединения Татнефть наибольшее распространение получили бригады, состоящие из 3—4 вахт. Это, вероятно, является наиболее рациональным при условии, что бригада подземного ремонта одновременно обслуживает одну скважину.

Подготовительные бригады по техническому оснащению и численности рабочего персонала могут быть разными. Руководит бригадой начальник участка прокатно-ремонтного цехов глубинного оборудования (ГО) и подземного ремонта скважин (ПРС), иногда предусматривают штатную единицу мастера подготовительной бригады. Подготовительная бригада работает обычно в одну смену одной или двумя вахтами, что создает определенное несоответствие их деятель-

ности с работой бригад подземного ремонта скважин. Увеличение сменности работы подготовительных бригад и числа вахт, например до 2—3, будет способствовать значительному сокращению времени ожидания подземного ремонта, времени пребывания скважины в ремонте в целом.

Особое значение для эффективности работы подготовительных бригад и бригад подземного ремонта скважин имеет четкое их материальное и техническое снабжение. Согласно современной структуре нефтегазодобывающих управлений, вопросами обеспечения бригад по ремонту скважин занимаются созданные базы производственного обслуживания. Кроме того, одним из основных прокатно-ремонтных цехов этих баз является цех по погружным электроустановкам (ПРЦ ЭПУ), которые имеют в своем составе мастерские по ремонту погружных электроцентробежных установок по аналогии с мастерскими по ремонту плунжерных насосов в составе цеха ПРЦ ГО и ПРС.

Важным фактором повышения надежности работы отремонтированных погружных установок является оснащение указанных мастерских необходимой аппаратурой по контролю за качеством ремонта, а также стендами для получения основных характеристик насоса и погружного двигателя.

Современная организационная структура нефтегазодобывающих управлений предусматривает специальные структурные подразделения для освоения скважин, эксплуатируемых погружными электроцентробежными установками. Эти подразделения — участки по освоению и эксплуатации скважин с ЭЦН — находятся в составе цеха ПРЦ ЭПУ. Опыт работы подтверждает целесообразность описанной структуры, при которой ремонт электропогружных установок и освоением скважин занимается единое прокатно-ремонтное подразделение. Именно для такого достаточно специфического оборудования, как установка ЭЦН, наиболее применим фирменный принцип проката оборудования, который внедрен в нефтегазодобывающих управлениях после образования баз производственного обслуживания.

Необходимым структурным подразделением базы производственного обслуживания нефтегазодобывающих управлений следует считать также трубные базы

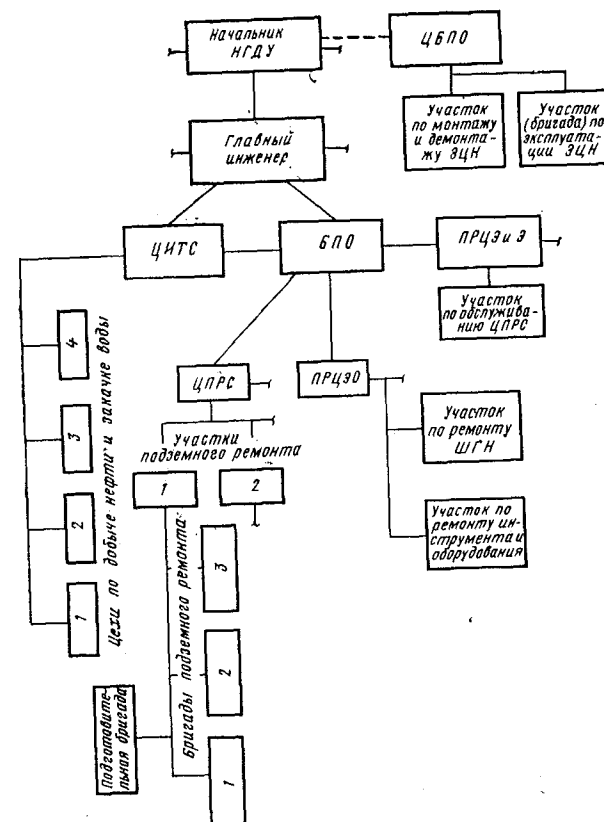


Рис. 36. Структурная схема службы подземного ремонта скважин при централизованной системе проката и ремонта установок ЭЦН.

Принятые сокращения и обозначения:
ЦБПО — центральная база производственного обслуживания;
ЦНТС — центральная инженерно-технологическая служба; БПО — база производственного обслуживания (остальные сокращения и обозначения см. на рис. 35)

с организованной системой отбраковки НКТ. Это позволяет значительно сократить наиболее трудоемкие виды ремонтных работ на скважинах с ЭЦН — аварийные работы и прежде всего связанные с ликвидацией последствий «полета» НКТ с образованием сальников из подводящего кабеля.

В последнее время проводится большая работа по дальнейшей централизации всего организационного и технологического обслуживания скважин, оборудованных электропогружными установками. Это в первую очередь выражается в укрупнении подразделений, непосредственно связанных с ремонтом электропогружных установок. Указанные подразделения уже не входят в состав баз производственного обслуживания (БПО) нефтегазодобывающих управлений. Теперь это отдельная структурная единица в составе объединения, которая организует ремонт и наблюдение за погружными установками нескольких НГДУ или объединения в целом (рис. 36). Такая централизация делает возможной реализацию заводского принципа ремонта установок и контроля за внедрением погружных установок. Такая концентрация ремонта электропогружных установок осуществлена в объединении Татнефть. Здесь ряд НГДУ обслуживаются одним централизованным предприятием. Опыт показывает перспективность подобного принципа в широком диапазоне эксплуатационных условий.

Организация подготовки подземного ремонта скважин на основе применения технологической жидкости

В связи с широким применением методов поддержания высокого пластового давления путем заводнения исключительно возросла технологическая и организационная роль процесса промывки и задавки скважин перед подземным ремонтом.

Во-первых, процесс задавки стал безусловным элементом во всех без исключения ремонтируемых насосных скважинах с ЭЦН.

Во-вторых, в связи с возрастанием числа подземных ремонтов возникла необходимость в организации системы снабжения задавочной жидкостью.

В-третьих, в связи с расширением диапазона условий задавки в сторону увеличения пластового давления появилась потребность в нескольких сортах технологической жидкости, обладающих различной плотностью.

Вопросы снабжения службы подземного ремонта технологической жидкостью также находятся в ведении базы производственного обслуживания НГДУ.

Централизованное снабжение ремонтируемых скважин задавочной жидкостью предусматривает создание необходимого количества узлов по подготовке утяжеленной жидкости, пунктов ее набора автомобилями-водовозами, контроль за качеством и сортностью жидкости, создание необходимой трубопроводной сети для бесперебойного функционирования указанных пунктов и узлов.

Непосредственно процессом промывки и задавки скважин обычно занимаются подготовительные бригады. В некоторых нефтегазодобывающих управлениях эти функции переданы бригадам подземного ремонта и в редких случаях — специализированным бригадам.

Определенным организационным преимуществом, вероятно, обладают те схемы снабжения технологической жидкостью, в которых перечень работ на скважинах, связанных с применением технологической жидкости (доставка жидкости, промывка и глушение скважин, а в некоторых случаях и освоение), сосредоточен в одном специализированном подразделении.

Тем не менее при обслуживании насосных скважин, оборудованных ЭЦН, их освоение более рационально проводить специализированными службами. Промывка и задавливание скважин при этом поручается или подготовительным или специальным бригадам.

Несмотря на принципиальную возможность пакерования скважин при различных давлениях и температурах, до настоящего времени массовое использование этого метода при подземном ремонте не могло гарантировать высокой надежности работ, в особенности на старых промыслах. Для использования пакерования при подземном ремонте на новых месторождениях могут быть более благоприятные условия, если в проектах скважин будет это специально

предусмотрено. Кроме того, высококачественная изоляция («отсекание») с помощью пакеров забойного участка скважины от остальной ее части в принципе обеспечивает большую надежность при возможных скачках пластового давления в период ремонта.

Служба подземного ремонта скважин является достаточно динамичной подотраслью нефтяной промышленности с точки зрения внедрения новых технических средств и оборудования. Например, в достаточно короткий срок произошло почти полное перевооружение бригад подземного ремонта в объединении Татнефть новыми подъемными агрегатами Азинмаш-37А и Азинмаш-43А взамен устаревших моделей типа Бакинец-3М.

В связи с этим службой подземного ремонта скважин в большинстве нефтегазодобывающих районов предусматривается использование услуг специальных инструкторских бригад (нормативно-исследовательских станций), которые способствуют скорейшему освоению поступившей на промыслы новой техники, внедрению передовых и безопасных приемов труда и технологических операций.

Информация в службе подземного ремонта скважин

В службе подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН необходимо выделить два типа информации: оперативную и аналитическую. Первая отражает динамику состояния основных промысловых объектов с точки зрения подземного ремонта скважины и основной техники (подъемные агрегаты, заливочная техника). В этом смысле скважина имеет следующие состояния.

1. Работа на заданном технологическом режиме (предремонтный период).

2. Ожидание подземного ремонта (первый этап подземного ремонта — непроизводительный).

3. Подготовительные работы (подготовка приустьевой площадки, промывка и задавка скважины).

4. Собственно подземный ремонт (подготовка подъемных агрегатов, разборка и подготовка устья скважины, спуско-подъемные операции, сборка устья сква-

жины и другие работы, выполняемые бригадой подземного ремонта скважин).

5. Освоение скважины после подземного ремонта, включающий и переходный период выхода скважины на вновь заданный технологический режим эксплуатации.

6. Эксплуатация скважины на заданном технологическом режиме (в данный этап включается и переходный период, не требующий присутствия бригады освоения).

Приведенное разделение динамики состояния нефтяной скважины может меняться в зависимости от специфики разработки месторождения и категории ремонта. Например, при планировании и проведении профилактических ремонтов, ремонтов по смене способа эксплуатации и типоразмера применяемого оборудования, а также при исследовательских работах освоение скважины может быть исключено.

Но независимо от всего этого, информация о состоянии скважин должна поступать своевременно. Наиболее важно получение в срок информации о переходе скважины из состояния 1 в состояние 2, так как полученная вовремя информация об отказе скважины позволяет сократить продолжительность непроизводительного состояния. Сведения о переходе скважины в состояние 3 в сопоставлении со средним временем проведения подготовительных работ для заданной категории скважин в данном нефтегазодобывающем управлении дает возможность планировать время дислокации бригады подземного ремонта на ремонтируемой скважине. Аналогично информация о переходе скважины в состояние 4 и при известном для насосных скважин с ЭЦН среднем времени проведения собственно подземного ремонта позволяет своевременно направить бригаду на освоение насосной скважины с ЭЦН. Таким образом, оперативная информация, особенно о смене состояния скважины, является необходимым условием исключения «стыковочных» затрат времени (простоев), с одной стороны, и сокращения непроизводительного использования основной техники (заливочной техники, подземных агрегатов и т. д.) — с другой.

Оперативная информация о состоянии основной техники подземного ремонта включает данные:

- 1) о дислокации основной техники;
- 2) об исправности техники;
- 3) об укомплектованности необходимыми вспомогательными средствами, материалами и инструментом.

К категории оперативной информации следует отнести также информацию о погодных условиях (сила ветра, температура воздуха), дорожных условиях, об исправности вспомогательного оборудования скважины, о наличии технологической жидкости на ближайших пунктах ее набора и т. д.

Для повышения качества ремонта оборудования в мастерских, качества проведения самого подземного ремонта, а также для обеспечения рационального подбора необходимого типоразмера и мощности погружной установки к данной скважине и выбора оптимальных параметров эксплуатации (глубина подвески, давление на устье, давление в затрубном пространстве и др.) необходимо проводить сбор информации с последующим ее анализом.

Особенность аналитической информации в системе службы подземного ремонта насосных скважин, оборудованных погружными электроцентробежными установками, заключается в двойственности источников ее получения: первый источник — скважина (информация получается обслуживающим персоналом и бригадами по ремонту, подготовке и освоению), второй — специализированные мастерские по ремонту электроцентробежных установок. Например, причина отказа глубиннонасосного оборудования предварительно устанавливается мастером подземного ремонта, а окончательно — в мастерской по ремонту ЭЦН.

Основные направления анализа подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН следующие.

1. Анализ причин проведения ремонтных работ в скважинах механизированного фонда. Подобные анализы позволяют провести технико-экономическое сравнение различных способов эксплуатации скважин (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный, ГПНА и др.) и обосновать наиболее рациональный из них для заданных условий. При таком анализе рассматриваются все виды подземных

ремонтов, включая смену способа эксплуатации, смену типоразмера насосов, а также планово-предупредительные и ревизионные.

2. Анализ причин отказов подземного оборудования. В этом случае детально рассматривается только соответствующая категория информации. Результаты анализа позволяют выявить наиболее слабые элементы глубинного оборудования и наименее надежные узлы погружной электроцентробежной установки применительно к конкретным условиям месторождения; определить оптимальную с точки зрения надежности глубину спуска погружной установки, необходимый типоразмер ее, режим и технологию освоения скважины.

3. Анализ качества выполнения ремонта. В этом случае наиболее действенные результаты получаются, если анализируются все перечисленные выше состояния ремонтируемой скважины, а также отдельно качество работ мастерских по ремонту установок ЭЦН. Сравнение результатов работы бригад и цехов, использующих различные организационные системы и структуры, типы и модели техники, технологические операции и приемы труда, позволяет выбрать из них наиболее оптимальные. Сравниваются межремонтные периоды работы скважины, экономические показатели самого подземного ремонта и величины недобора нефти. Кроме того, анализ качества выполнения ремонта позволяет выбрать наиболее прогрессивные системы оплаты и стимулирования труда для конкретных условий (система разработки, распределение скважин по способам эксплуатации, климатические и другие условия).

Средства информации в службе подземного ремонта в основном базируются на радио- и телефонной связи и непосредственной передаче сведений. Как правило, оперативная информация из бригад поступает в диспетчерский пункт цеха подземного ремонта скважин с помощью раций, установленных либо на месте расположения основной техники, либо на дежурной машине бригады.

Аналитическая информация обрабатывается на различных иерархических уровнях: цех подземного ремонта скважин, нефтегазодобывающее управление,

объединение. В последнем случае привлекаются службы нормативно-исследовательских станций и ку-стовых информационно-вычислительных центров.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПОДЗЕМНОГО РЕМОНТА НАСОСНЫХ СКВАЖИН С ЭЦН

Деятельность службы подземного ремонта скважин, как любая современная подотрасль, носит многосторонний характер и характеризуется большим числом технико-экономических показателей. Наиболее важными критериями оценки результатов ее деятельности следует считать межремонтный период, коэффициент эксплуатации и объем вызванного подземным ремонтом недобора нефти. Показатель «межремонтный период» можно относить как к скважине в целом, так и к основному глубинному оборудованию. Но в последнем случае автоматически выпадают из анализа большая категория ремонтов профилактического характера, так как зачастую они проводятся без замены оборудования и, следовательно, включаются в группу неучтенных ремонтов. Поэтому более обобщающим показателем является «межремонтный период скважины».

Использование именно такого показателя позволит более комплексно оценивать влияние, например, структуры причин подземного ремонта, в частности плановых, текущих ремонтов, на межремонтный период и на коэффициент эксплуатации механизированного фонда скважин.

Кроме того, в промысловой практике оценки различных частных аспектов службы подземного ремонта скважин используют: коэффициент повторности ремонтов, коэффициент сменности (использование подъемников), время ожидания ремонта, стоимость одного подземного ремонта, число ремонтов на 100 скважин действующего фонда, число неучтенных ремонтов, доля непроизводительного времени и доля подготовительно-заключительных работ в общем балансе времени подземного ремонта скважины. В настоящее время не существует единого представления и единой методики определения многих из перечисленных показателей, что обусловлено разнообразием

условий в нефтегазодобывающих районах страны, а также тем, что некоторые новые методы теории надежности еще не внедрены в практику оценки эффективности промысловых систем.

Кроме отмеченных показателей, в настоящее время внедряется новый показатель — «условные ремонты». Он используется при подведении итогов социалистического соревнования между бригадами подземного ремонта скважин [16]. Показатель «условные ремонты» облегчает планирование текущих ремонтов скважин, позволяет оценить выполненный объем работ с учетом трудоемкости, а также способствует планированию и оценке уровня производительности по числу «условных ремонтов» на одну бригаду или вахту.

Рассмотрим основные показатели результатов деятельности службы подземного ремонта скважин.

Межремонтный период и коэффициент эксплуатации

Одним из наиболее распространенных промысловых показателей, характеризующих надежность работы скважины, ее основного оборудования, является межремонтный период. С увеличением механизированного фонда скважин роль этого показателя выдвигается на первый план, так как он наиболее полно из применяемых в практике показателей характеризует эффективность работы насосных скважин, а также качество подземного ремонта.

Межремонтный период работы скважины определяется как отношение суммарного времени эксплуатации к общему числу ремонтов. При наличии периодически эксплуатируемых скважин в состав суммарного времени эксплуатации включают и время накопления жидкости. Межремонтный период может находиться для отдельно взятой скважины, по всем скважинам действующего фонда данного способа эксплуатации и по всем скважинам нефтегазодобывающего подразделения (управления, объединения и т. д.). Межремонтный период как один из показателей эксплуатации механизированного фонда скважин (с ЭЦН и ШГН) фигурирует в ежеквартальных и ежегодных отчетах нефтегазодобывающих управлений. При этом

межремонтный период фонда скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами, вычисляется по принципу аддитивности, т. е.

$$M = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} T_i}{\sum_{i=1}^{i=m} a_i}, \quad (66)$$

где T_i — время эксплуатации i -той скважины; a_i — число ремонтов, произведенное на i -той скважине за рассматриваемый (отчетный) период; m — число скважин действующего фонда, оборудованных погружными электроцентробежными установками в данном нефтегазодобывающем управлении.

При анализе разработки месторождения, отдельной площади или того или иного продуктивного горизонта, эксплуатируемого по отдельной сетке скважин, межремонтный период определяется для соответствующего числа скважин m .

Дифференцированное определение межремонтного периода делает этот показатель достаточно объективным критерием и в то же время показывает, что он не может быть распространен для сравнения за пределами группировки. Применительно к группе скважин зависимость для определения межремонтного периода напишется в форме, отличной от (66):

$$M = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} (T_{ki} - T_{pi})}{\sum_{i=1}^{i=m} a_i}. \quad (67)$$

По существу формулы (66) и (67) тождественны, если учитываемые категории ремонтов в обоих случаях одни и те же, а календарное время T_{ki} есть сумма времени эксплуатации скважины и пребывания ее в ремонте. Из (67) видно, что межремонтный период зависит от времени пребывания скважины в ремонте T_p , которое не бывает одинаковым в скважинах различных категорий. Оно разное и для скважин разных месторождений и площадей даже при одинаковых способах эксплуатации. И без детального анализа ясно, что время пребывания в ремонте T_p определяет

ся помимо прочих факторов глубиной подвески НКТ. В пределах одной площади или месторождения у скважин, эксплуатирующих одним способом один и тот же продуктивный объект, глубина спуска насоса варьирует в небольших пределах. В этом случае дифференцированно вычисленный (для данной группы скважин) межремонтный период как плановый или оценочный показатель будет достаточно объективно отражать эффективность способа эксплуатации и подземного ремонта. Правда, теоретически необходимо соблюдение еще одного ограничения как из определения межремонтного периода, так и из вида зависимости (67) — постоянства календарного времени T_k для всех анализируемых скважин. На практике это условие не соблюдается, так как в составе выделенной для определения межремонтного периода группы обычно находятся скважины, которые в течение рассматриваемого периода (год, квартал) переходят:

- 1) на другой способ эксплуатации (например, с ЭЦН на фонтанный или ШГН);
- 2) с другого способа эксплуатации или из бурения на анализируемый;
- 3) в фонд бездействующих или ликвидируются и т. д.

Указанными обстоятельствами можно пренебречь, если:

- 1) анализируемая группа скважин достаточно многочисленна;
- 2) общее число скважин в течение рассматриваемого периода (год, квартал) меняется незначительно, т. е. число группы скважин с внедрением ЭЦН примерно равно числу скважин первой и третьей групп¹.

Из сказанного следует, что в периоды значительной «разбалансировки» анализируемой группы скважин требуется дополнительная ее дифференциация. Так, в периоды массового перевода скважин на ЭЦН необходимо выделить группу скважин уже ранее эксплуатировавшихся ЭЦН и скважины, оборудованные

¹ На практике это условие еще более усложняется скважинами, которые в течение отчетного периода несколько раз меняют способ эксплуатации.

электропогружными установками в рассматриваемый период. К аналогичному выводу приходят авторы работы [9].

Как уже отмечалось, межремонтный период определяется ежеквартально, ежегодно и т. д. Каковы оптимальные значения анализируемого периода? При отсутствии значительной «разбалансировки» численности анализируемой группы этот вопрос не имеет принципиального значения, и продолжительность анализируемого периода может устанавливаться из соображений единства отчетной или плановой документации, но, естественно, в разумных пределах — квартал, полугодие, год.

В переходные периоды, например, когда численность скважин с ЭЦН резко возрастает или, наоборот, падает, помимо указанной выше дифференциации скважин необходимо стремиться к оптимизации продолжительности анализируемого периода. Эта оптимизация проводится применительно к конкретным условиям.

При определении межремонтного периода в различных нефтегазодобывающих районах существуют разные подходы к определению числа учитываемых ремонтов.

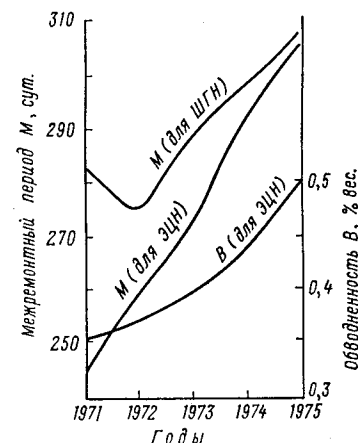
По мнению некоторых специалистов, при подсчете количества ремонтов a_i , учитываемых при определении межремонтного периода, необходимо иметь в виду все подземные ремонты, включая ремонты, связанные с геолого-техническими мероприятиями, обусловившими подъем и замену оборудования. При этом предлагается из общего числа исключить ремонты, связанные с освоением вводимых в эксплуатацию скважин после бурения, бездействия, капитального ремонта [20]. По мнению других специалистов, при определении межремонтного периода из числа учитываемых должны быть исключены также ремонты с целью исследования и дострела дополнительной перфорации колонны и некоторые другие. Можно учитывать только ремонты, обусловленные отказом глубинного оборудования и т. д.

Анализируя многочисленные рекомендации, можно сказать, что любая из них может быть использована при практических расчетах, но каждая в наибольшей степени решает ту или иную конкретную задачу.

Важно, чтобы при анализе разных систем и периодов использовалась одна и та же методика.

Межремонтный период скважин с ЭЦН в нефтегазодобывающих управлениях объединения Татнефть. К середине 1976 г. эксплуатационный фонд действующих скважин, оборудованных погружными электроцентробежными установками, составил почти 4000. Многочисленность фонда скважин с ЭЦН, а также сравнительно одинаковая методика подсчетов межремонтного периода их работы в различных нефтегазо-

Рис. 37. Динамика изменения межремонтного периода и средней обводненности скважин с ЭЦН и ШГН в объединении Татнефть (средняя обводненность скважин с ШГН меняется в пределах 0,283—0,312)



добывающих управлениях объединения Татнефть делают представительными данные о межремонтном периоде и динамике его изменения по годам (рис. 37). Постоянный рост межремонтного периода скважин с ЭЦН объясняется повышением уровня текущего обслуживания скважин, более высоким качеством подготовки погружных установок к эксплуатации, а также совершенствованием технологии и организации проведения подземного ремонта, в частности сокращения времени пребывания скважины в ремонте за счет уменьшения непроизводительных затрат времени и сокращения продолжительности подземного ремонта в результате внедрения передовых методов труда, более совершенных агрегатов и приспособлений. Кроме того, внедрение новой организационной структуры с прокатно-ремонтным принципом обслуживания основного производства стимулировало значительное

повышение качества ремонта самих электропогружных установок и освоения скважин с ЭЦН. Тенденции неуклонного роста межремонтного периода способствует также совершенствование вновь создаваемых установок ЭЦН. Этот фактор ощутим, если учесть, что темп внедрения ЭЦН весьма высок и в последние годы составляет 10—15%.

Существует четкая положительная корреляция между динамикой изменения M и B , однако рост этих величин с течением времени взаимно не обусловлен в такой степени, как это можно усматривать из графиков рис. 37. В определенной мере рост обводненности продукции может способствовать увеличению надежности электроприводной части установки в результате улучшения температурных условий ее работы. Этому не противоречат данные по межремонтному периоду работы скважин с ЭЦН и их средней обводненности по всем нефтегазодобывающим управлениям Татарии. Однако авторы работы [11] считают, что межремонтный период больше тогда, когда содержание пластовой воды меньше. Сравнение межремонтных периодов в районах с неодинаковой обводненностью указывает на уменьшение сроков службы при увеличении обводненности, но не дает количественное соотношение, так как не учитываются другие факторы, влияющие на межремонтный период.

Авторы работы [11] пришли к этому выводу на основе сопоставления межремонтного периода для скважин с ЭЦН трех нефтегазодобывающих районов, где средняя обводненность составляла (%) в Татарии — 32, Башкирии — 71 и в Куйбышевской области — 90—95%.

При сопоставлении столь разноречивых данных авторами [11] и получена зависимость, что с ростом обводненности межремонтный срок сокращается.

На наш взгляд, использованный метод сравнения не гарантирует столь определенного вывода, хотя и представляет значительный практический интерес. Для более точного ответа необходимо провести анализ в сравнимых условиях с дифференциацией сравниваемых скважин по группам с сопоставимыми типоразмерами погружных установок, глубиной подвески, температурой жидкости и т. д.

Определенный интерес представляет сравнение межремонтного периода скважин с ЭЦН и ШГН. Из графиков рис. 37 и данных табл. 19 видно, что в Татарии межремонтный период скважин, оборудованных глубинными штанговыми насосами, выше межремонтного периода для скважин с ЭЦН.

Таблица 19

Динамика численности скважин механизированного фонда и межремонтного периода по объединению Татнефть

Год	Действующий фонд скважин с ЭЦН	Действующий фонд скважин с ШГН	Межремонтный период, сут		$M_{ш} - M_{э}$, сут
			скважин с ЭЦН $M_{э}$	скважин с ШГН $M_{ш}$	
1966	—	—	157	175	18
1967	—	—	176	171	—5
1968	—	—	205	222	17
1969	—	—	214	238	24
1970	—	—	218	263	45
1971	2489	3907	245	283	38
1972	2767	4266	261	275	14
1973	3057	4770	272	291	19
1974	3445	5273	292	298	6
1975	3892	5875	306	307	1
1976	3957	5978	306	313	7
(I кв.)					

Разница этих показателей определяется соотношением таких показателей, как продолжительность и частота подземного ремонта для скважин с ЭЦН и ШГН.

В табл. 20 приведены дополнительные данные по подземному ремонту скважин механизированного фонда, которые подтверждают сказанное.

Из данных табл. 20 видно, что в скважинах с ШГН частота $a_{ш}$ проведения подземных ремонтов в течение длительного времени была значительно ниже, чем в скважинах с ЭЦН. В последние годы этот показатель по скважинам с ШГН и ЭЦН выравнивается. Например, в 1973 г. частота подземных ремонтов в скважинах с ШГН лишь на 3,5% ниже, чем в скважинах с ЭЦН, а межремонтный период выше на 6,5%. Разница в межремонтном периоде в 3% определяется в числе других факторов также и большей продолжительностью ремонтов скважин с ЭЦН.

Т а б л и ц а 20
Относительные показатели подземного ремонта
скважин с ЭЦН и ШГН по объединению Татнефть

Год	$\frac{M_{\text{Э}}}{M_{\text{Ш}}}, \%$	$\frac{a_{\text{Ш}}}{a_{\text{Э}}}, \%$	$\left(1 - \frac{M_{\text{Э}}}{M_{\text{Ш}}}\right), \%$	$\left(1 - \frac{a_{\text{Ш}}}{a_{\text{Э}}}\right), \%$
1966	89,6	85,6	10,4	14,4
1967	103,0	86,5	-3,0	13,5
1968	92,4	82	7,6	18
1969	89,9	86,2	10,1	13,8
1970	83,0	76,6	17,0	23,4
1971	86,5	84,5	13,5	15,5
1972	95,0	91,2	5,0	8,8
1973	93,5	96,5	6,5	3,5
1974	98,0	98,5	2,0	1,5
1975	99,5	103	0,5	-3,0
1976	98,0	—	2,0	—

Анализ показателей работы бригад подземного ремонта скважин объединения Татнефть показывает, что во всех нефтегазодобывающих управлениях как средняя продолжительность пребывания скважин с ЭЦН в ремонте, так и длительность самого ремонта значительно выше. В 1973 г., например, эти показатели в целом по объединению составляли:

время пребывания в ремонте скважин с ЭЦН — 60,1 ч, с ШГН — 50,0 ч;

продолжительность одного ремонта скважин с ЭЦН — 39,2 ч, с ШГН — 30 ч.

Отмеченную выше тенденцию к выравниванию частоты ремонтов скважин с ЭЦН и ШГН можно объяснить возрастанием доли плановых ремонтов, непосредственно не обусловленных отказом в работе глубинного оборудования. Число таких ремонтов (ревизия глубинного оборудования, профилактические работы исследования скважин и мероприятия по воздействию на пласт, пропарка НКТ и т. д.) распределяется по существу пропорционально численности фонда и не зависит от способа эксплуатации скважин.

В связи с возрастанием роли планово-предупредительных (профилактических) ремонтов необходимым перспективным мероприятием следует считать проведение анализа влияния удельного веса профилактических ремонтов в общей структуре на межремонтный

период скважин. Априори можно утверждать о наличии оптимального значения параметра $a_{\text{проф}}/a$ (где $a_{\text{проф}}$ — число профилактических ремонтов, a — общее число ремонтов), при котором для данных условий будет отмечаться максимум межремонтного периода скважин, так как до определенных значений $a_{\text{проф}}/a$ уменьшение численности отказов вследствие профилактики и предупреждения будет превалировать над увеличением численности профилактических ремонтов.

Приведенные относительные данные по межремонтному периоду скважин с ЭЦН и ШГН ни в коей мере не свидетельствуют о более высокой надежности работы глубиннонасосного оборудования с механическим (штанговым) приводом. На наш взгляд, главной причиной более низкой частоты подземных ремонтов скважин с ШГН в нефтегазодобывающих управлениях Татарии является менее напряженный режим их работы, в частности значительно более низкие дебиты скважин с ШГН как по нефти, так и по жидкости в целом (табл. 21).

Т а б л и ц а 21
Динамика средней производительности скважин
с ЭЦН и ШГН в объединении Татнефть

Год	Дебит, т/сут			
	скважины с ЭЦН		скважины с ШГН	
	по нефти	по жидкости	по нефти	по жидкости
1971	63,4	98,4	11,8	16,7
1972	63,6	101,1	11,7	16,4
1973	63,4	105,5	11,6	16,3
1974	60,0	107,5	10,8	15,2
1975	56,0	113,2	10,1	14,7
1976	55,4	113,9	9,9	14,4

В сопоставимых условиях (при равной производительности, обводненности и глубине скважин) частота отказов и подземных ремонтов в скважинах с ЭЦН обычно ниже, чем в скважинах с ШГН.

Другая причина более низкой частоты отказов скважин с ШГН в Татарии заключается в том, что механизированный фонд скважин с ШГН относительно «молод» и отказы по основной причине — обрыву штанг — сравнительно немногочисленны.

Коэффициент эксплуатации. Межремонтный период и коэффициент эксплуатации являются взаимосвязанными показателями. Увеличение межремонтного периода в конечном счете способствует росту коэффициента эксплуатации скважин.

Совершенствование подземного ремонта скважин, т. е. сокращение времени пребывания в ремонте, непосредственно влияет на рост коэффициента эксплуатации скважин. Вклад указанного компонента можно наглядно проиллюстрировать параметром $\alpha_{п.р.}$:

$$\alpha_{п.р.} = \frac{K_{п.р.}}{1 - K_9}, \quad (68)$$

где $K_{п.р.}$ — относительное время пребывания скважин данного способа эксплуатации в подземном ремонте; K_9 — коэффициент эксплуатации скважин.

$$K_{п.р.} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} T_{pi}}{\sum_{i=1}^{i=m} T_{ki}}.$$

Результаты расчетов параметра $\alpha_{п.р.}$ по фактическим данным за период 1973 и 1974 гг. по объединению Татнефть представлены в табл. 22.

Таблица 22
Сравнительные данные по параметру $\alpha_{п.р.}$
для скважин с ЭЦН и ШГН (объединение Татнефть)

Год	Способ эксплуатации скважин	K_9	$1 - K_9$	$K_{п.р.}$	$\alpha_{п.р.}$
1973	ЭЦН ШГН	0,949	0,051	0,014	0,277
		0,935	0,065	0,011	0,174
1974	ЭЦН ШГН	0,954	0,046	0,014	0,294
		0,939	0,061	0,011	0,179
1975	ЭЦН ШГН	0,959	0,041	0,012	0,300
		0,944	0,056	0,010	0,187
1976	ЭЦН ШГН	0,959	0,041	0,013	0,324
		0,947	0,053	0,0099	0,188

Из табл. 22 видно, что возможности увеличения коэффициента эксплуатации в результате совершенствования подземного ремонта (за счет сокращения времени ремонта) больше в скважинах с ЭЦН. Время, затраченное на подземный ремонт, в общих потерях времени в данном случае связано с принятой методикой подсчета времени ремонта, которая по существу учитывает лишь время пребывания бригады подземного ремонта на ремонтируемой скважине. Фактически роль подземного ремонта скважин в повышении коэффициента эксплуатации превалирует над другими факторами.

Недобор нефти

Недобор нефти от одного подземного ремонта формируется в результате возникающего при этом отклонения от технологического режима по дебиту нефти и является по существу интегральным показателем, который строго математически может быть сформулирован как

$$V_{н.д.} = \int_0^{\tau} [Q_{реж}(\tau) - Q(\tau)] d\tau, \quad (69)$$

где $V_{н.д.}$ — недобор нефти за время τ ; $Q_{реж}(\tau)$ — функция «нечторменного» объемного дебита по нефти, т. е. дебита скважины, который сохранился бы без проведения подземного ремонта; $Q(\tau)$ — функция фактического объемного дебита скважины с проведением подземного ремонта.

В общем случае значение $Q(\tau)$ может быть и меньше и больше значения $Q_{реж}(\tau)$. Но, как правило, во всем рассматриваемом интервале времени $Q(\tau) < Q_{реж}(\tau)$. В некоторых случаях, например при ремонтах с воздействием на продуктивный пласт или очистке забоя скважины в послеремонтный период, который включается в период определения недобора, дебит нефти может возрасти и $Q(\tau)$ стать больше $Q_{реж}(\tau)$. Отклонение дебита нефти в меньшую сторону происходит как вследствие снижения или прекращения отбора жидкости в целом, так и в результате роста обводненности продукции в послеремонтный промежуток времени. Во время ожидания

ремонта значение $Q(\tau)$ может быть больше нуля за счет фонтанирования скважины при неработающем насосе.

В процессе промывки, задавки и непосредственно подземного ремонта, естественно, $Q(\tau) = 0$, а подынтегральная функция $Q_{\text{реж}}(\tau) - Q(\tau)$ достигает максимального значения. Достаточно высокое значение этой функции будет наблюдаться и в период освоения скважины, что обусловливается главным образом высокой обводненностью подаваемой на поверхность жидкости. Большой процент воды в продукции скважины в этот период обусловлен смешением технологической (задавочной) жидкости, отбираемой из скважины, с пластовой продукцией. Приток же из пласта в период освоения невелик.

После освоения скважины с ЭЦН и выхода ее на новый технологический режим содержание воды в пластовой продукции, как правило, несколько увеличивается. Это происходит вследствие попадания задавочной жидкости в призабойную зону пласта, увеличения фазовой проницаемости для воды и некоторых других изменений состояния пласта в зоне действия ремонтируемой скважины. Обводненность снижается лишь при проведении геолого-технических мероприятий, направленных на уменьшение притока пластовой воды в скважину.

Таким образом, определение недобора нефти в результате подземного ремонта скважины сводится, во-первых, к прогнозированию функции «ненарушенного» дебита нефти $Q_{\text{реж}}(\tau)$ и, во-вторых, к фиксации фактической зависимости отбора нефти из пласта в течение заданного промежутка времени τ .

Функция «ненарушенного» дебита $Q_{\text{реж}}(\tau)$ находится на основе дифференцированного прогнозирования дебита жидкости и ее обводненности.

Фактические данные для прогнозирования обводненности целесообразно предварительно обрабатывать. Обработка заключается в объединении в группы скважин с примерно одинаковым темпом изменения обводненности. Распределение скважин по группам проводится на основе конкретного опыта эксплуатации. Применительно к условиям основных месторождений Татарии установлено, что при обработке фактических данных по изменению обводненности в

насосных скважинах наиболее рационально формировать группы скважин:

с малым дебитом по жидкости (менее $25 \text{ м}^3/\text{сут}$);
ниже среднего — от 25 до $80 \text{ м}^3/\text{сут}$;
средним — от 80 до $150 \text{ м}^3/\text{сут}$;
выше среднего — от 150 до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$;
высокодебитные — более $200 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Эти группы скважин отличаются темпом изменения обводненности продукции. Из графиков рис. 38

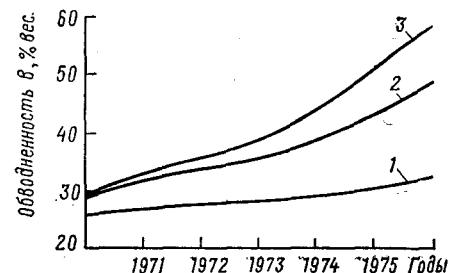


Рис. 38. Динамика изменения средней обводненности для различных групп скважин.

1 — скважины малой производительности (с ШГН) в целом по объединению Татнефть; 2 — скважины ниже средней производительности (с ЭЦН) по отдельным НГДУ; 3 — скважины средней производительности (с ЭЦН) по отдельным НГДУ

видно, что в скважинах с малым дебитом (средний дебит жидкости от $14,7$ до $16,7 \text{ т/сут}$) темп изменения обводненности чрезвычайно мал и составляет за период $1971-1975$ гг. в среднем $(3 \div 5) \cdot 10^{-4} \text{ мес}^{-1}$. При прогнозировании «ненарушенного» дебита нефти таким изменением обводненности можно пренебречь. Даже при оценке недобора за период, превышающий один год, максимальное изменение обводненности будет менее 1% , а в среднем около $0,3\%$.

В группе скважин с дебитом ниже среднего темпом изменения обводненности пренебрегать нельзя. За период $1971-1975$ гг. он составляет $18 \cdot 10^{-4} \text{ мес}^{-1}$. Для скважин со средним дебитом темп изменения обводненности достаточно высок и за тот же период он примерно в полтора раза выше, чем для предшествующей группы, и составляет около $25 \cdot 10^{-4} \text{ мес}^{-1}$.

Если недобор будет оцениваться за год, то изменение обводненности при оценке «ненарушенного» дебита может достигать 5—6% и более.

При этом необходимо иметь в виду, что темп изменения прогнозируемой обводненности при конкретных расчетах недобора нефти следует обосновать по непосредственно предшествующему периоду (1—2 года). Например, для третьей группы скважин прогнозирование на 1973 г. по данным 1972 г. дало бы изменение обводненности, равное 3% (что незначительно отличается от фактических данных за 1972 г.), а при прогнозировании на 1975 г. по данным 1974 г. этот показатель увеличится до 5,5% (погрешность около 1,5%).

«Ненарушенный» дебит жидкости для скважин, оборудованных погружными ЭЦН, можно прогнозировать по зависимости, полученной из совместного решения уравнений-характеристик:

пласта

$$p_{пл} - p_{заб} = \frac{Q_{ж}}{K}; \quad (70)$$

забойного участка

$$p_{заб} - p_{пр} = (L_{скв} - L_{сп}) \gamma_{ж}; \quad (71)$$

насоса

$$\frac{p_{вык} - p_{пр}}{\gamma} = A + A_1 Q - A_2 Q^2, \quad (72)$$

где A, A_1, A_2 — коэффициенты, постоянные для данного типоразмера насоса; $p_{пл}, p_{заб}, p_{пр}, p_{вык}$ — давление соответственно пластовое, забойное, на приеме и на выкиде насоса; K — коэффициент продуктивности скважины; $L_{скв}, L_{сп}$ — соответственно глубина скважины и глубина спуска насоса; $\gamma_{ж}$ — удельный вес пластовой продукции; $Q_{ж}$ — фактическая объемная производительность по жидкости; Q — объемная производительность насоса при коэффициенте подачи насоса $\alpha_n = 1$.

Учитывая, что

$$Q = \frac{Q_{ж}}{\alpha_n}, \quad (73)$$

из системы уравнений (70) — (72) получим

$$Q_{ж} = \frac{\left(\frac{A_1}{\alpha_n} - \frac{1}{K\gamma_{ж}} \right) + \sqrt{\left(\frac{A_1}{\alpha_n} - \frac{1}{K\gamma_{ж}} \right)^2 + \frac{4A_2}{\alpha_n^2} \left[\frac{p_{пл} - p_{вык}}{\gamma_{ж}} + A - (L_{скв} - L_{сп}) \right]}}{\frac{2A_2}{\alpha_n^2}}. \quad (74)$$

В этой формуле параметрами, зависящими от времени, являются коэффициент подачи $\alpha_n(\tau)$, коэффициент продуктивности $K(\tau)$, удельный вес жидкости $\gamma_{ж}(\tau)$, пластовое давление $p_{пл}(\tau)$. Первые три параметра ($\alpha_n, K, \gamma_{ж}$) являются прогнозируемыми, пластовое давление $p_{пл}$ определяется по фактическим данным за период, в течение которого определяется недобор.

Темп изменения коэффициента подачи насоса α_n определяется главным образом свойствами перекачиваемой жидкости, наличием корродирующих компонентов, механических примесей и, строго говоря, степенью приспособленности погружного насоса к условиям эксплуатации. Выпускаемые в настоящее время насосы в обычном и износостойчивом исполнении, естественно, не обеспечивают равной их адаптации к разным условиям. Следовательно, динамика изменения коэффициента подачи в каждом конкретном случае (для данного месторождения или продуктивного горизонта) строится по фактическим данным.

При этом для каждого типа насоса, применяемого на данном месторождении, следует построить эталонную кривую изменения коэффициента подачи, которая с необходимой точностью может быть использована при определении недобора. Например, применительно к нижнему эксплуатационному объекту месторождений Татарии необходимость учета изменения коэффициента подачи во времени при определении недобора отсутствует. Это объясняется незначительным износом лопаток и направляющих колес насоса в течение периода их эксплуатации до замены установки.

Коэффициент продуктивности K прогнозируют на основе фактических данных по его изменению в предшествующий период для каждой скважины, хотя и в этом случае, основываясь на систематических

наблюдениях, можно выделить группы скважин с одинаковым характером его изменения. При определении недобора за непродолжительный промежуток времени величина K может быть принята постоянной.

Прогнозирование значения удельного веса жидкости непосредственно связано с предсказываемыми значениями обводненности:

$$\gamma_{ж} = \gamma_n + (\gamma_v - \gamma_n) \varepsilon, \quad (75)$$

где γ_n , γ_v — соответственно плотность нефти и содержащейся в пластовой продукции воды; ε — обводненность пластовой продукции в объемных долях.

Вслед за определением прогнозируемых значений обводненности $\varepsilon(\tau)$ (например, с помощью зависимостей, представленных на рис. 38) и дебита скважины по жидкости $Q_{ж}(\tau)$ находят функцию «ненарушенного» дебита скважины по нефти

$$Q_{реж}(\tau) = Q_{ж}(\tau) [1 - \varepsilon(\tau)]. \quad (76)$$

Учитывая, что функция фактического объемного дебита нефти $Q(\tau)$ в уравнении (69) не поддается формализации, определение значения недобора нефти $V_{н.д.}$, вызванного отключением данной скважины на подземный ремонт, следует проводить путем численного интегрирования указанного уравнения. На рис. 39 величина недобора нефти $V_{н.д.}$ соответствует заштрихованной площади. Зона 1 (см. рис. 39) иллюстрирует период падения дебита после отключения погружной установки, зона 2 — период фонтанирования скважины через насос, зона 3 — задавливание скважины технологической жидкостью, зона 4 — соответствует периоду, когда скважина задавлена и на ней ведутся ремонтные работы, зона 5 — периоду освоения и выходу на новый режим эксплуатации, зона 6 — работе на новом режиме, τ — время, в течение которого определяется недобор нефти $V_{н.д.}$.

Если линия $Q(\tau)$ на некоторых участках будет располагаться выше линии $Q_{реж}(\tau)$, то величина $V_{н.д.}$ определяется алгебраическим суммированием площадей, ограниченных этими линиями. В интервалах с $Q_{реж}(\tau) > Q(\tau)$ величина площади будет иметь знак плюс, а в интервалах с $Q_{реж}(\tau) < Q(\tau)$ — знак минус.

Наличие достоверной информации о недоборе нефти позволяет решать ряд задач планирования службы

подземного ремонта, в частности определять очередность ремонта выделенной группы скважин. В этом случае обеспечение минимального недобора нефти, вызванного ремонтом группы скважин, является основным критерием [17].

В ряде нефтедобывающих управлений показатель «недобор нефти» служит стимулированию деятельности основных, а в некоторых случаях и вспомогательных подразделений. Так, в одном из НГДУ объедине-

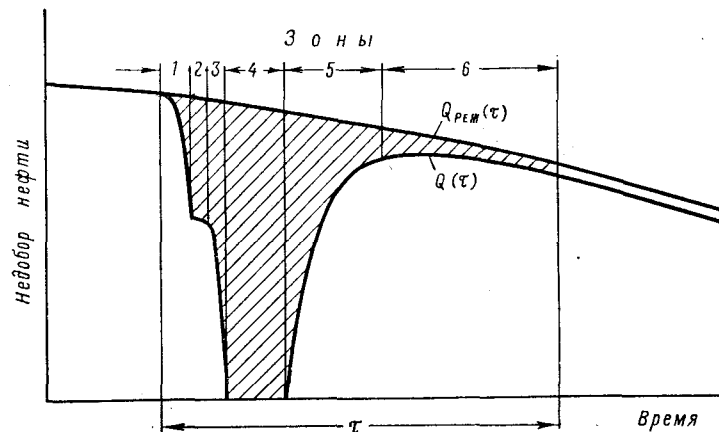


Рис. 39. График для определения недобора нефти, вызванного отключением скважины на подземный ремонт. График построен для гипотетических условий

ния Татнефть апробируется новая система стимулирования и премирования рабочих и инженерно-технических работников, занятых подземным ремонтом, эксплуатацией, монтажом и демонтажом электроцентробежных насосов. По этой системе в числе основных показателей в положении о премировании работников цеха текущего ремонта скважин включен такой показатель, как «непревышение плановых недоборов нефти».

Наконец, следует сказать, что в связи с возрастанием роли сточных и пластовых вод в промышленной технологии (для закачки в нагнетательные скважины и для задавки ремонтируемых скважин) дополнительным оценочным критерием может служить показатель недобора содержащейся в пластовой продукции пластовой воды.

**Время пребывания скважины
в ремонте.
Коэффициент сменности**

В настоящее время существует по крайней мере два представления о продолжительности пребывания скважины в ремонте. Согласно первому представлению продолжительность подземного ремонта скважины равна времени пребывания на скважине основной бригады подземного ремонта с подъемником, согласно второму представлению — полному времени с момента отключения погружной установки до выхода ее на новый технологический режим (зоны 1—5 на рис. 39).

В первом случае время пребывания скважины в ремонте τ зависит лишь от продолжительности непосредственно ремонтных работ на скважине $\tau_{\text{рем}}$ и коэффициента сменности бригады подземного ремонта C_m :

$$\tau = \frac{3\tau_{\text{рем}}}{C_m}, \quad (77)$$

т. е. при коэффициенте сменности, равном 3, величина τ равняется $\tau_{\text{рем}}$.

При обработке результатов большого числа подземных ремонтов и планировании деятельности бригад, участков и цехов подземного ремонта становится важным, как правильно определить средний коэффициент сменности. В промысловой практике существует несколько методов его подсчета. Наибольшее распространение получили два метода. Первый из них основан на учете числа вахт и работающих подъемников и на сопоставлении числа рабочих дней с общим календарным временем:

$$C_m = \frac{D_p}{D_k} \frac{B}{\Pi}, \quad (78)$$

где D_p — число рабочих дней; D_k — число календарных дней; B — число вахт; Π — число подъемников.

Второй метод основан на учете всех разумно возможных структур бригад (по числу вахт) и графиков их работ в течение недели:

$$C_m = \frac{5a + 7b + 10v + 14z + 15d + 21e}{7(a + v + b + z + d + e)}, \quad (79)$$

где a — число односменных бригад с двумя выходными днями в неделю; b — число односменных бригад, работающих по непрерывному графику; v — число двухсменных бригад с двумя выходными днями в неделю; z — число двухсменных бригад, работающих по непрерывному графику; d — число трехсменных бригад с двумя выходными днями в неделю; e — число трехсменных бригад, работающих по непрерывному графику.

Определение коэффициента сменности по зависимости (78), т. е. первый метод, дает ошибочный результат при наличии в том или ином структурном подразделении (бригада, участок, цех подземного ремонта) резервных подъемников.

Второй метод зависимости (79) лишен указанного недостатка и достаточно точно отражает фактическое значение коэффициента сменности.

Повышение коэффициента сменности является одним из существенных мер по уменьшению времени пребывания скважины в подземном ремонте τ , независимо от того, что понимать под показателем τ . Если τ определять по зависимости (77), относительная роль коэффициента сменности особенно велика. Допустим, увеличение коэффициента сменности в 1,5 раза приводит к снижению в 1,5 раза величины τ . Роль коэффициента сменности достаточно высока и при другом подходе, т. е. когда под τ понимается полное время отключения скважины

$$\tau = \frac{3\tau_{\text{рем}}}{C_m} + \Delta\tau, \quad (80)$$

где $\Delta\tau$ — разность полного времени и времени пребывания на скважине основной бригады подземного ремонта.

Коэффициент сменности бригад подземного ремонта должен непременно учитываться при планировании очередности ремонта и распределении бригад по ремонтируемым скважинам. Это положение особенно важно при условиях, когда объектом одновременной работы бригады является одна ремонтируемая скважина. Использование бригад с высоким коэффициентом сменности, например бригад категории, z, d, e в выражении (79), на скважинах с потенциально большим недобором нефти $V_{\text{нд}}$ может существенно

снизить эту величину за счет сокращения времени пребывания скважины в ремонте.

При существующей системе передачи и накопления информации определенную трудность представляет получение данных для анализа всех составляющих затрат времени полного отключения скважины, главным образом величины Δt в уравнении (80). Как по абсолютной, так и по относительной (в структуре затрат) величине значение Δt может изменяться в широких пределах. Во-первых, Δt зависит от категории ремонтных работ на скважине. Если проводятся плановые подземные ремонты (профилактика, ревизия, смена способа эксплуатации и т. д.), величина Δt может быть значительно сокращена за счет исключения такой составляющей общих затрат времени, как ожидание ремонта, вернее подготовительных работ. Кроме того, при проведении плановых ремонтов значительная экономия времени может быть получена в результате более согласованной стыковки работы подготовительных бригад и бригад по освоению скважин с ЭЦН, с одной стороны, и бригад подземного ремонта — с другой. Наоборот, в балансе времени подземного ремонта, обусловленного отказом оборудования, время ожидания бригад подготовительной, подземного ремонта и по освоению скважин может быть большим.

Во-вторых, величина Δt зависит также от укомплектованности ремонтно-прокатной службы необходимым числом производственных бригад. При их острой нехватке и большой очереди ожидающих ремонта скважин Δt резко возрастает. В этих условиях возрастает роль прогнозирования числа подземных ремонтов на плановый период и определения необходимого числа бригад (подготовительных, подземного ремонта и освоения). Поэтому необходим периодический анализ подземного ремонта по механизированному фонду. С учетом динамики численности этого фонда и структуры причин подземного ремонта возможно наиболее обоснованное планирование. Не останавливаясь на других возможностях сокращения Δt , отметим, что анализ структуры затрат времени на проведение подземного ремонта подтверждает необходимость специализации основных подразделений и обязательного выделения подготовительных бригад.

Так, по данным авторов работы [10] в условиях нефтяных месторождений Тюменской области 12—14% общих затрат времени приходится на переезды бригад подземного ремонта и 28—34% — на подготовительно-заключительные работы, при выполнении которых специализированными подготовительными бригадами затраты времени пребывания скважины в ремонте могут быть соответственно сокращены на 12—14%.

Одним из необходимых организационно-технических мероприятий по сокращению времени пребывания бригады подземного ремонта на скважине является достижение необходимого коэффициента сменности C_m . Динамика изменения фактических значений коэффициента сменности в объединении Татнефть характеризуется неизменным его ростом: в 1966 г. его величина составляла 0,888; в 1969 г. — 1,01; в 1971 г. — 1,565; в 1973—1974 гг. — 1,7 — 1,75. В дальнейшем коэффициент сменности стабилизировался для скважин с ЭЦН на уровне 1,94—2,00, а для скважин с ШГН — на уровне 1,84—1,9.

Указанное повышение коэффициента сменности, а также некоторое снижение длительности ремонта $T_{рем}$ позволили сократить продолжительность пребывания бригад подземного ремонта в среднем по всему фонду скважин с 139 до 58—59 ч, т. е. в целом время пребывания скважины в одном ремонте сократилось на 80 ч. Определенные резервы в повышении коэффициента сменности могут быть реализованы с увеличением числа бригад, работающих по двухсменному и трехсменному графикам. Наиболее оптимальный график работы должен устанавливаться на основе комплексного социологического и технико-экономического анализа. Препятствием для увеличения сменности служит снижение производительности труда в ночное время.

ВЫВОДЫ

Подземный ремонт скважин, в частности насосных, в настоящее время превратился в важную подотрасль нефтяной промышленности. Как в любой иной сфере материального производства, в области подземного ремонта сказываются различные аспекты достижений научно-технического прогресса. Проводится большая работа по ускорению темпов роста технического уровня оборудования и технических средств для

подземного ремонта скважин. Увеличиваются показатели мощности, грузоподъемности, степени механизации, линейных скоростей перемещения крюка и др. Считается необходимым ускорять переход на агрегаты с более высокими показателями технического уровня, т. е. уменьшать «срок жизни» агрегатов одного поколения [1].

Совершенная высокопроизводительная ремонтная техника может быть успешно внедрена при соответствующем организационном и техническом уровне самой службы подземного ремонта.

Необходимой основой повышения эффективности служит дальнейшая специализация и концентрация ремонта скважин, в частности скважин, оборудованных ЭЦН. Отметим в связи с этим главные мероприятия.

1. Создание самостоятельных крупных предприятий по ремонту и прокату электропогружных установок с целью обеспечения их качественного ремонта и эксплуатации [5]. Согласно современной наиболее распространенной структуре нефтегазодобывающего производства ремонт и прокат электропогружных установок занимается специальный цех в составе базы производственного обслуживания НГДУ. Но более эффективной является система, в которой указанные функции выполняют более крупные структурные подразделения, предназначенные для обслуживания нескольких нефтегазодобывающих управлений или объединения в целом. Положительный опыт такого обслуживания накоплен в объединении Татнефть. Такая система ремонта погружных электроустановок позволяет улучшить контроль за качеством ремонта и повысить производительность труда.

2. Организация централизованной системы снабжения промыслов технологической задавочной жидкостью. Высокая концентрация производства (на уровне снабжения нескольких НГДУ или объединения в целом) в этом случае наряду с обеспечением высокого качества приготавливаемой жидкости позволяет разнообразить ее сортамент. Последнее при низкой концентрации производства нецелесообразно (нерентабельно).

3. Повышение роли специализированных подготовительных бригад. В настоящее время во мно-

гих НГДУ существует значительное отставание этой службы: низкое соотношение численности работающих в подготовительных и основных бригадах подземного ремонта, невысокий уровень технической оснащенности. В некоторых случаях подготовительные бригады вообще отсутствуют. Расширение функций подготовительных бригад, достижение рационального соотношения между числом подготовительных и основных бригад подземного ремонта служит необходимым условием снижения времени пребывания скважин в ремонте и, следовательно, повышения коэффициента их эксплуатации, уменьшения недобора нефти. Усиленная служба по подготовительным и заключительным работам способна принять на свое вооружение более современные и высокопроизводительные агрегаты и механизмы, например агрегаты ИПАРС для подготовительных работ и АМЯ-6Т для механизированной установки якорей оттяжек [19].

Одной из актуальных задач нефтяного производства является повышение качества ремонтной службы. Отметим основные пути повышения качества подземного ремонта скважин, в частности скважин с ЭЦН:

а) внедрение более совершенных систем оплаты труда и премирования рабочих и инженерно-технических работников службы подземного ремонта. В основе большинства существующих систем лежит стимулирование количества произведенных работ. Делаются определенные попытки по стимулированию качества. Например, установление лимита по недобору нефти и количеству повторных ремонтов стимулирует качественное проведение ремонта и уменьшение числа ремонтов на обслуживаемой группе скважин. Совершенствование системы оплаты и премирования должно идти в направлении более широкого охвата всех служб, связанных с ремонтом скважин, в частности служб по прокату и ремонту электропогружных установок. Это будет соответствовать более полной реализации преимуществ современной структуры нефтегазодобывающего производства;

б) совершенствование структуры работ по подземному ремонту. Периодический анализ причин подземного ремонта для различных категорий скважин

позволяет установить оптимальное количество подземных ремонтов планового характера, способствующих росту такого качественного показателя, как межремонтный срок службы подземного оборудования;

в) установление оптимального уровня коэффициента сменности. Увеличение коэффициента сменности способствует уменьшению времени пребывания бригады на скважине и в конечном счете сокращению сроков ремонта. Но чрезмерное повышение коэффициента сменности может привести к снижению производительности труда и качества ремонта (например, за счет работы в ночное время).

4. Повышение качества электроприводной части погружных электроцентробежных установок. Это требование, в равной степени относящееся к предприятиям изготовителям и промышленным предприятиям по ремонту и прокату, связано с тем, что более 80% отказов в работе скважин, оборудованных погружными электроцентробежными установками, происходит по причине погружного электродвигателя и подводящего кабеля.

5. Использование более совершенной технологии глушения, промывки и освоения скважин, оборудованных погружными ЭЦН. Важность этого требования вытекает из того, что около 20—25% установок ЭЦН выходят из строя при их запуске или вскоре после окончания подземного ремонта. Основная причина этого — перегрев обмотки и других частей двигателя, происходящий при слабом притоке жидкости из пласта. Ослабление притока ниже допустимого, как правило, вызывается загрязнением призабойной зоны пласта задавочной жидкостью. Использование технологии, предотвращающей загрязнение, позволит значительно снизить число отказов в период запуска ЭЦН и освоения скважин. Целесообразно проведение мероприятий:

а) разработка и внедрение надежных отсекателей пакеров, которые позволят в принципе исключить загрязнение продуктивного горизонта при подземном ремонте скважин. Реализация данного предложения в широких масштабах — дело более отдаленной перспективы;

б) создание дешевой недефицитной нетоксичной нейтральной к скелету пласта и пластовым флюидам

гомогенной задавочной жидкости плотностью до 1,5—1,8 г/см³ [28].

6. Совершенствование подбора погружной установки. Правильный выбор типоразмера ЭЦН, а также глубины подвески являются необходимыми условиями качественной работы погружных установок, повышения межремонтного срока их работы.

При проведении мероприятий по повышению эффективности и качества ремонтных работ следует также усовершенствовать:

1) передачу информации об отказе;

2) передачу информации о различных этапах работы на скважине;

3) передачу информации о подготовительных и основных бригадах подземного ремонта [передвижение, укомплектованность, исправность основных технических средств ремонта];

4) документацию не только как средство планирования, контроля и отчетности, но и как средство анализа причин, анализа эффективности и качества ремонта.

Наконец, необходимой мерой следует считать выбор единой методики определения основных показателей: межремонтного периода работы скважин, коэффициента их эксплуатации, объема недобора нефти, коэффициента сменности, времени пребывания скважины в подземном ремонте, коэффициента повторности ремонтов.

1. Алиев Ф. А., Даниелян А. А. Некоторые вопросы прогнозирования в конструировании нефтегазопромыслового оборудования. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1975, № 4, с. 61—67.
2. Балакина Ф. А. Из опыта работы по совершенствованию организации труда вспомогательных служб цеха подземного и капитального ремонта скважин в НГДУ Первомайнефть. — Организация и управление нефтяной промышленности, 1975, № 10, с. 37—40.
3. Богород Л. Я. Винтовые сваи и анкера в электросетевом строительстве. М., «Энергия», 1967, 201 с.
4. Брискман А. А., Максимов В. П., Гусев В. И. К вопросу о техническом прогрессе в области механизированных способов добычи нефти. — «Азербайджанское нефтяное хозяйство», 1974, № 7, с. 23—25.
5. Валиханов А. В. Основные направления повышения эффективности нефтяного производства в объединении Татнефть. — «Экономика нефтяной промышленности», 1975, № 7, с. 16—19.
6. Валиханов А. В., Ибрагимов Г. З., Хисамутдинов Н. И. Вопросы подъема обводненной и безводной нефти фонтанным и насосным способами. Казань, Таткингонздат, 1971, 148 с.
7. Вахитов М. Ф., Хисамутдинов Н. И., Ибрагимов Г. З. О работе узлов погружной центробежной электронасосной установки в обводненных скважинах. — «Нефтепромысловое дело», 1972, № 6, с. 11—14.
8. Вершковой В. Миллиард тонн нефти погружными электронасосами. — «Нефтяное хозяйство», 1975, № 3, с. 24.
9. Волков Л. Ф., Елизаров А. В. Методика определения межремонтного периода работы насосного оборудования для добычи нефти. «Проблемы нефти и газа Тюмени», 1975, вып. 26, с. 45—47.
10. Давыдов В. А., Широковских Ю. Н. О повышении эффективности использования календарного времени работы нефтяных скважин. «Экономика нефтяной промышленности», 1975, № 11, с. 19—22.
11. Казак А. С., Росин И. Н., Чичеров Л. Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. М., «Недра», 1973, 231 с.
12. Коломацкий В. Н. Задачи работников механо-ремонтной службы нефтяной промышленности. — «Машины и нефтяное оборудование», 1975, № 7, с. 3—7.
13. Лаврушко П. Н. Подземный ремонт скважин. М., «Недра», 1968, 197 с.
14. Левашов Е. С. Физико-гигиеническая оценка условий труда при подземном ремонте нефтяных скважин. — Труды Вост. научн. исслед. нефтегазового института по технике безопасности и промсанитарии, 1974, вып. 5, с. 19—21.
15. Лыков А. В. Теория теплопроводности. М., «Высшая школа», 1967, 599 с.
16. Методические указания применения коэффициентов трудоемкости для планирования и оценки объемов работ текущего ремонта нефтяных скважин по показателю «условный ремонт». Куйбышев, 1974, 33 с.
17. Милевский З. З. Выбор оптимальной последовательности ремонта скважин для обеспечения минимальных потерь нефти. — «Нефтяное хозяйство», 1975, № 2, с. 47—50.
18. Мищенко И. Т. О причине уменьшения отложения парафина в скважинах, работающих с погружными центробежными электродвигателями. — «Нефть и газ», 1968, № 10, с. 47—51.
19. Новые разработки в области техники и технологии в отрасли. — «Нефтяное хозяйство», 1975, № 1, с. 54—55.
20. Состояние и пути улучшения подземного ремонта скважин в объединении Татнефть. г. Альметьевск, 1974, 26 с.
21. Справочная книга по добыче нефти. «Недра», 1974, 704 с.
22. Сучков Б. М. Температурный режим подъемного лифта скважин, работающих с погружными центробежными насосами. — «Нефтепромысловое дело», 1974, № 10, с. 21—26.
23. Толкачев Ю. И., Тукаев Ш. В. Пути увеличения межремонтного периода работы скважин. — «Нефтепромысловое дело», 1975, № 1, с. 39—40.
24. Тухватуллин М. Ш. Организация обслуживания и ремонта объектов РНТС НГДУ «Туймазаннефть». — «Организация и управление нефтяной промышленности», 1974, № 12, с. 12—15.
25. Хисамутдинов Н. И., Зикун В. М., Меркулова Л. И. О некоторых особенностях технологии приготовления и использования утяжеленных жидкостей для глушения скважин. — «Нефтепромысловое дело», 1976, № 1, с. 11—15.
26. Чириков Л. И. Обоснование выбора необходимого количества бригад подземного ремонта скважин в НГДУ «Шамнефть». — Труды Тюменского индустриального института, 1974, вып. 28, с. 37—39.
27. Ширяев А., Бочкарев В. Организация труда и премирование работников в подземном ремонте скважин. — «Нефтяник», 1975, № 3, с. 10—11.
28. Шумилов В. А. Пути совершенствования работ по капитальному ремонту скважин. — «Нефтяное хозяйство», 1977, № 2, с. 46—48.
29. Юдаев Б. Н. Теплопередача. М., «Высшая школа», 1973, 360 с.
30. Darley H. Prevention of productivity impairment by mud solids. — «Petrol. Eng.», 1975, 47, № 10, 102—110.
31. Kastrof I. E. Downhole oil well maintenance costs push half billion. — «Petrol. Eng.», 1975, 47, № 7, с. 22—24.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Основная информация, включаемая в план-задание на проведение подземного ремонта скважины

- Характеристика скважины:
Номер скважины
Диаметр эксплуатационной колонны, мм
Глубина спуска колонны, м
Искусственный забой, м
Интервал перфорации (или расстояние до пласта), м
Пластовое давление, кгс/см²
Дебит жидкости, т/сут
Обводненность, %
- Характеристика глубинного оборудования:
Тип погружного насоса
Тип погружного двигателя
Глубина спуска установки, м
Диаметр НКТ, мм
Дополнительное оборудование (например, лифтовый манометр)
- Предлагаемый порядок проведения ремонта:
Вид ремонта
Промывка и глушение скважины:
а) плотность жидкости, кг/м³
б) объем жидкости, м³
Необходимое оборудование для спуска
Глубина спуска погружной установки, м
- Состояние скважины после ремонта (указывается фактическое состояние)
- Ответственность за прием-сдачу скважины и за ее ремонт (например, представитель службы эксплуатации, представитель службы ремонта)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при монтаже агрегата Азимаш-37А для подземного ремонта скважин

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			трактористом холодного трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	
1. Установка передовых монтажных устройств у устья скважины	Культурная и инструментальные санкции соотвественно установлены на расстоянии 50 и 10 м от устья скважины	Дает сигнал для подгонки холодного трактора к передвигным мосткам. Зацепляет передвигные мостки к фаркофу холодного трактора	—	На расстоянии 25—30 м от устья проверяет гидросистему подъемного агрегата	По сигналу оператора подгоняет ходовой трактор к передвигным мосткам
		Дает сигнал на подгонку передвигных мостков. Переходит к устью скважины и вызывает трактористу направление для точной подгонки мостков	Наблюдает за направлением движения передвигных мостков к устью скважины	—	По сигналу оператора прекращает подгонку передвигных мостков

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	трактористом ходового трактора
2. Проверка якорей ходовым трактором и подгонка подъемного агрегата к устью сква-	Мостки установлены, ходовой трактор отцеплен и находится на расстоянии 25—30 м	После установки передвижных мостков дает сигнал трактористу на прекращение движения	—	—	По сигналу оператора прекращает передвижных мостков
		Подходят к принципу передвижных мостков и отцепляют его от фаркопа ходового трактора	—	—	—
		Дает сигнал на подгонку ходового трактора к якорю. Подцепляет цеплю якоря за фаркоп ходового трактора	Дает сигнал на подгонку подъемного агрегата к устью скважины с противоположной стороны передвижных мостков	По сигналу помощника оператора перегоняет подъемный агрегат к устью скважины с противоположной стороны передвижных мостков	По сигналу оператора подвезжает и якорю
3. Размотка оттяжек и устройство площадок под домкраты и вышки подъемный агрегат	От устья скважины	Дает сигнал на натяжку якоря. Процесс повторяется со всеми якорями. Проверив последний якорь, переходит к подъемному агрегату	При подъезде агрегата на расстоянии 8—10 м от устья скважины дает сигнал на прекращение движения	По сигналу помощника оператора прекращает подгонку подъемного агрегата	По сигналу оператора производится натяжка якоря с усилием 4,5 т. На этом действия ходового трактора заканчиваются
		Разматывают оттяжки и растаскивают их в стороны с тем, чтобы они не препятствовали дальнейшему движению агрегата к устью скважины	—	Убирает оттяжки с мачты и закрепляет мачту с передней опорой. Смазывает подшипники шкивов крон-блока, упора верхней секции вышки и элементы противовозвратки	—
		Подготавливают площадку под брус и подъемный агрегат. Укладывают брус (постамент) на площадку под домкраты задней опоры вышки	—	Помогает готовить площадку для подъемного агрегата	—

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			трактористом ходового трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	
4. Подгонка подъемного агрегата к устью скважины	Брусья уложены под домкраты задней опоры мачты, а мачта откреплена от передней опоры	Переходит на передвижные мостки. Дает сигнал на подгон подъемного агрегата к устью скважины и указывает правильное его направление по отношению к устью скважины так, чтобы продольная ось агрегата совпала с осью устья скважины	Находясь с левой стороны агрегата, следит за его движением и оттяжками мачты. При совпадении плоскости ног задней опоры мачты с колыханием забитыми на расстоянии 1,5 м от устья скважины, дает сигнал на прекращение движения	По сигналу оператора подгоняет подъемный агрегат к устью скважины. По сигналу помощника оператора прекращает подгонку подъемника. По сигналу оператора подгоняет подъемный агрегат к устью скважины. По сигналу помощника оператора прекращает подгонку подъемного агрегата. За тормаживает ручным и ножным тормозами. Включает скорость агрегата и включает насос гидросистемы. Выходит из кабины водителя и направляется к устью скважины	—

5. Установка ног задней опоры агрегата	Подъемный агрегат установлен на площадку (на расстоянии 1,5 м от устья скважины)	Подходят к ногам задней опоры мачты, вынимают фиксирующие пальцы из отверстий, соответствующих верхнему положению, и после опускания ног под действием собственного веса вставляют их в отверстия, соответствующие нижнему положению ног. Выворачиванием винтовых домкратов прижимают опорные плиты ног к фундаменту. Устанавливают боковые откидные опоры.	Подсоединяет заземление к кондуктору. Идет к агрегату. Вынимает выносной пульт управления из ящика и переключатель основного пульта управления, устанавливает в положение «Установка мачты»	—
6. Разноса стяжных винтов к петлям якорей	Ноги задней опоры и боковые откидные упоры установлены	Разносят стяжные винты к якорям и цепляют их за петли якорей	Осматривает узлы подъема и исправность выносного пульта управления. Проверяет работу упоров верхней секции вышки трехкратным включением и отключением их нажатием кнопки выносного пульта управления. Заполняет полость гидравлических домкратов подъемом мачты маслом, для чего нажимает на кнопку «Подъем» и держит в нажатом положении 8—10 с. Операцию повторяет три раза	—

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			трактористом ходового трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	
7. Установка вышки в вертикальное положение	Полость гидравлических домкратов подъема мачты заполнена маслом. Стяжные винты зацеплены за петли якорей	Дает сигнал на подъем мачты. Находясь со стороны приземных мостков на расстоянии 15—20 м от устья скважины, следит за подъемом и посадкой нижней секции мачты в гнезда задних опор.	Находясь с правой стороны, следит за оттяжками и за подъемом вышки	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Подъем (вверх)» выносного пульта управления. После посадки мачты в гнезда задних опоры прекращает подъем	—
8. Крепление нижней секции вышки к задней опоре и открепление верхней секции от нижней	Нижняя секция мачты посажена в гнезда задних опор	Прикрепляют нижнюю секцию мачты к задней опоре и открепляют верхнюю секцию от нижней		Наблюдает за работой операторов	—

9. Выдвижение верхней секции мачты	Нижняя секция мачты прикреплена к задней опоре, а верхняя секция откреплена от нижней	Дает сигнал на выдвижение верхней секции	—	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Выдвижение (вверх)» выносного пульта управления и отпускает ее после появления светового сигнала на выносимом пульте управления и звукового сигнала автомашины. Нажатием на кнопку «Выдвижение (вниз)» сажает верхнюю секцию на упоры	—
10. Зацепление оттяжек за стяжные винты	Верхняя секция вышки посажена на упоры верхней секции	Растаскивают оттяжки и зацепляют их за стяжные винты, прикрепленные к петлям якорей	—	Переходит в кабину машиниста. Переключатель основного пульта управления переводит в положение «Лебедка». Выносной пульт управления укладывает в специальный ящик	—

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			трактористом ходового трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	
11. Центровка мачты и натяжение оттяжек	Оттяжки зацеплены за стяжные винты	Дает сигнал на спуск крюка-блока до устьевой арматуры	—	По сигналу оператора производит спуск крюка-блока до устьевой арматуры. Включает храповое устройство лебедки (ставит на мертвый тормоз)	—
12. Настил рабочей площадки	Мачта отцентрирована, оттяжки натянуты	Полностью центрируют мачту домкратами и натягивают оттяжки стяжными винтами		Помогает центрировать вышку	—
		Устанавливают и настилают рабочую площадку		Помогает настлать рабочую площадку	—

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при монтаже подъемного агрегата Азинмаш-43А

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ				трактористом ходового трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	По сигна- лу операто- ра подгоня- ет трактор к прицепу передвиж- ных мостков	
1. Подгон- ка пере- движных мостков к устью сква- жины	Кульбуда и инст- рументальные сани со- ответственно установ- лены на расстоянии 50 и 10 м от устья сква- жины	Дает сигнал для подгонки 'ходового трактора к передвиж- ным мосткам	—	На расстоянии 25— 30 м от устья сква- жины проверяет гидро- систему подъемного агрегата		
		Закрепляют передвижные мостки к фаркофу ходового трактора. Пе- редходят к устью скважины			По сигна- лу операто- ра подгоня- ет передвиж- ные мост- ные мост- ки к устью скважины	

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	трактористом ходового трактора
2. Проверка якорей ходовым трактором. Подгонка подъемника Азинмаш-43А с противоположной стороны передвижных мостков	Мостки подогнаны, цеплен и находится на расстоянии 25—30 м от устья скважины	Дает сигнал на подгонку передвижных мостков и указывает трактористу для точной подгонки. Дает сигнал на прекращение подгонки передвижных мостков Подходят к прицепу передвижных мостков и отцепляют его от фаркопа ходового трактора	—		По сигналу оператора прекращает подгон передвижных мостков, отгоняет трактор от передвижных мостков на 25—30 м
		Дает сигнал на подгонку ходового трактора к якорям. Подцепляет к якорю, цепляет петлю якоря за фаркоп ходового трактора. Дает сигнал на натяжку цепи якоря. Процесс повторяет со всеми якорями. Проверив последний якорь, подходит к	Дает сигнал на подгонку подъемного агрегата в противоположную сторону на расстоянии 8—10 м от передвижных мостков на расстоянии 8—10 м	По сигналу помощника оператора прекращает подъемный агрегат в противоположную сторону на расстоянии 8—10 м от устья скважины	По сигналу оператора подвезжает к якорю. По сигналу оператора опускает петлю якоря с усилием не более 5—6 т

3. Размотка оттяжек и устройство площадки под домкраты мачты и подъемный агрегат	Подъемный агрегат установлен на расстоянии 8—10 м от устья с противоположной стороны передвижных мостков (действия ходового трактора закончены)	подъемному агрегату	Дает сигнал на прекращение подгонки агрегата	По сигналу помощника оператора прекращает подгонку подъемного агрегата	По сигналу оператора прекращает натяжку петли якоря и отгоняет трактор
		Разматывают оттяжки и расставляют их в сторону якорей. Выравнивают площадку под брусом и подъемный агрегат при отсутствии железобетонных площадок. Укладывают брус (постамент) на площадку под домкраты задней опоры мачты		Убирает оттяжки с мачты и раскрепляет мачту от передней опоры. Помогает готовить площадку для подъемного агрегата	
4. Подгонка подъемного агрегата на расстоянии 1,5 м от устья до домкратов задней опоры мачты	Брусья уложены на площадку задней опоры, и мачта укреплена от задней опоры	Переходит к устью скважины. Дает сигнал на подъезд подъемного агрегата к устью и со стороны передвижных мостков, дает направление на установку мачты. При подъезде подъемного агрегата на расстояние 1,5 м от оси скважины до домкратов задней опоры мачты дает сигнал на прекращение движения подъемного агрегата	Наблюдает за оттяжками	По сигналу оператора подгоняет подъемный агрегат к устью скважины	

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			трактористом ходового трактора
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	
5. Растаскивание стяжных винтов по якорям	Подъемный агрегат установлен на площадке	Растаскивают стяжные винты по якорям и цепляют их за петли якорей		Подключает заземление к кондуктору. Проверяет гидросистему агрегата. Готовит выносной пульт управления	
6. Установка аутригеров и домкратов мачты	Стяжные винты зацеплены за петли якорей	Отцепляют аутригеры от задней опоры мачты и устанавливают их. Проходят к домкратам задней опоры мачты, вытаскивают «пальцы» из отверстия, соответствующего верхнему положению, вставляют их в отверстие нижнего положения домкратов, вывинчивают домкраты до упора на брус (площадку)		Переключателем основного пульта управления устанавливает положение «установка мачты и исправность выносного пульта управления». Проверяет работу упоров верхней секции мачты трехкратным включением их с выносного пульта управления	
7. Подъем первой секции мачты	Аутригеры и домкраты установлены. Работа упоров верхней секции проверена	Дает сигнал на подъем первой секции мачты. Наблюдает за подъемом и посадкой первой секции мачты и за движением оттяжек	—	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Подъем» выносного пульта управления. После посадки мачты в гнезда задней опоры отпускает кнопку «Подъем». Выключает выносной пульт управления	
8. Крепление первой секции мачты к задней опоре и открепление второй секции от первой	Первая секция мачты поднята и выносной пульт управления выключен	Производят крепление первой секции мачты к задней опоре		Открепляет вторую секцию мачты от первой. Переключатель основного пульта управления устанавливает в положение «Установка мачты»	
9. Выдвижение второй секции мачты	Первая секция мачты прикреплена к задней опоре, вторая секция откреплена от первой. Переключатель основного пульта управления установлен в положение «Установка мачты»	Дает сигнал на подъем второй секции мачты Наблюдают за выдвижением второй секции мачты и посадкой ее на упоры верхней секции. Следят за движением оттяжек	—	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Подъем» выносного пульта управления и отпускает ее после появления сигнала. Нажимает на кнопку «Упоры» и после установления упоров в рабочее положение сажают вторую секцию на упоры нажатием кнопки «Спуск»	

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата	трактористом ходового трактора
10. Зацепление оттяжек за стяжные винты	Вторая секция мачты посажена на опоры верхней секции	Подтаскивают оттяжки и зацепляют их за стяжные винты, прикреплённые к петлям якорей		Отключает выносной пульт управления подъема мачты и пульт управления лебедкой. Укладывает выносной пульт в специальный ящик на агрегате	
11. Центровка мачты и натяжение оттяжных канатов	Оттяжки зацеплены на стяжные винты	Дает сигнал на спуск крюка-блока до оборудования устья скважины	—	По сигналу оператора включает пульт управления лебедкой и спускает крюко-блок до устьевого оборудования, ставит лебедку на «мертвый тормоз»	
12. Настил рабочих площадок на оттяжки	Мачта отцентрирована, оттяжки натянуты	Производят полную центровку мачты домкратами (по крюко-блоку); натягивают оттяжки	Помогает центровать мачту		

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при монтаже агрегата подземного ремонта скважин АКМ-28

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Подгонка агрегата к устью скважины для установки приемных мостков	Кульбуда установлена на расстоянии 25 м от устья скважины	Дает сигнал на подгонку агрегата к устью скважины для установки мостков, находясь со стороны машиниста на расстоянии 10 м от устья в безопасном месте	Готовит площадку под приемные мостки	По сигналу оператора подгоняет агрегат задним ходом со стороны размещения приемных мостков на расстоянии 10 м от устья скважины до рамы автомобиля, ориентируясь по дальномеру ось агрегата в направлении устья
2. Установка приемных мостков	Агрегат находится на расстоянии 10 м от устья скважины	Поднимаются на платформу автомобиля и отсоединяют крючки, крепящие мостки к мачте и мачту к стойке. Проверяют надежность крепления троса к раме мостков и элеватору		Устанавливает рукоятку управления в нейтральное положение. Включает первую передачу и редуктор привода насосов. Поднимается на платформу. Открывает вентиль на гидростанции

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
		Сходят и разматывают силовые оттяжки с башнера автомобиля. Открепляют АПР-2, АШК и отводят их на кронштейнах за пределы рамы агрегата. Проверяют надежность крепления мостков к аутригерам. Удаляются на безопасное место		
		Дает сигнал на подъем. Следит за правильной укладкой оттяжного каната	Наблюдает за ходом подъема мачты и силовыми оттяжками	По сигналу оператора включает рукоятку золотника подъема от себя до упора и регулирует скорость подъема поворотом маховика вентиля
		При достижении вертикального положения вышки дает сигнал на прекращение подъема	—	По сигналу оператора при достижении вертикального положения мачты прекращает подъем закрыванием вентиля и ставит рукоятку золотника в нейтральное положение

		Выворачивают винтовые домкраты мачты до упора в грунт. Удаляются на безопасное место		—
		Дает сигнал на спуск приемных мостков	—	Включает коробку отбора мощности. Переходит к пульта управления лебедкой
		Отсоединяют кронштейны мостков от аутригеров мачты. Отсоединяют трос укладки приемных мостков от элеватора		По сигналу оператора спускает приемные мостки, переместив рукоятку управления реверсивным редуктором вниз
		Вворачивают винтовые домкраты мачты		Осуществляет перемещение элеватора в крайнее верхнее положение. Закрывает вентиля на гидروпанели.

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		машинистом подъемного агрегата
		оператором	помощником оператора	
3. Подгонка агрегата на место его установки		Дает сигнал на укладку мачты в транспортное положение	Наблюдает за ходом опускания вышки и силовыми оттяжками	По сигналу оператора опускает вышку в транспортное положение, для чего переключает рукоятку золотника к себе, скорость опускания мачты регулирует поворотом маховика вентиля. Отключает редуктор привода насосов. Устанавливает рукоятку перемены передач в нейтральное положение.
		Подводят АПР-2 и АШК на место и закрепляют. Сматывают силовые оттяжки на башне автомобиля		
		Дает сигнал на отгон агрегата	—	По сигналу оператора перегоняет агрегат

3. Подгонка агрегата на место его установки	Мачта уложена в транспортное положение	Соблюдая соосность мостков, устья и агрегата, устанавливают по шаблону башмаки для задних колес агрегата	Готовит вспомогательный инструмент для монтажа агрегата (ключ для домкратов)	По сигналу оператора подгоняет агрегат задним ходом к устью скважины на расстоянии
		Находясь на приемных мостках около устьевой арматуры, дает сигнал на подгонку агрегата к устью скважины. Для правильной подгонки ориентируется по центральному отверстию мачты и осью устьевой арматуры. Переходит к агрегату		

4. Установка вышки в рабочее положение и ее центровка	Агрегат находится на расстоянии 0,5—0,7 м от башмаков	Дает сигнал на подъем мачты. Следит за правильной укладкой оттяжного канала. При достижении вертикального положения мачты дает сигнал на прекращение подъема	Наблюдает за ходом подъема вышки и силовыми оттяжками	По сигналу оператора поднимает мачту. Убедившись в отсутствии людей между агрегатами и устьем скважины, по сигналу оператора подает агрегат до упора задних колес в башмаки. Устанавливает башмаки под передние колеса
		Разматывают оттяжки силовые с башнера автомобиля. Берут опорные бруссы с платформ мачты. Раскрепляют и отводят АПР-2 и АШК на кронштейнах за пределы рамы агрегата. Удаляются на безопасное место	Дает сигнал на укладку мачты в транспортное положение. Дает сигнал на укладку мачты в транспортное положение	

4. Установка вышки в рабочее положение и ее центровка	Агрегат находится на расстоянии 0,5—0,7 м от башмаков	Дает сигнал на подъем мачты. Следит за правильной укладкой оттяжного канала. При достижении вертикального положения мачты дает сигнал на прекращение подъема	Наблюдает за ходом подъема вышки и силовыми оттяжками	По сигналу оператора поднимает мачту. Убедившись в отсутствии людей между агрегатами и устьем скважины, по сигналу оператора подает агрегат до упора задних колес в башмаки. Устанавливает башмаки под передние колеса
		Разматывают оттяжки силовые с башнера автомобиля. Берут опорные бруссы с платформ мачты. Раскрепляют и отводят АПР-2 и АШК на кронштейнах за пределы рамы агрегата. Удаляются на безопасное место	Дает сигнал на укладку мачты в транспортное положение. Дает сигнал на укладку мачты в транспортное положение	

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при подготовительных операциях перед подъемом ЭЦН

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Разборка арматуры	Рабочая площадка настелена	Открывает задвижку и стравливает давление. Дает сигнал машинисту на спуск талевого блока. Оттягивает талевый блок при помощи специального крючка в сторону от арматуры	Приносит из инструментального ящика ключи для разборки арматуры, специальные крючки и петлю для подъема арматуры	Готовится к опусканию талевого блока. По сигналу оператора производит спуск талевого блока
		Дает сигнал машинисту на прекращение спуска талевого блока	Открывает зев крюка, зацепляет петлю и закрывает зев крюка	
		Дает сигнал машинисту на приподъем до полной натяжки петли и оттягивает талевый блок при помощи крючка в сторону от арматуры	Зацепляет оба конца петли за корпус задвижки	

По сигналу оператора осуществляет натяжку петли

2. Установка подъемного патрубку и разборка сальника КРБК	Арматура снята	Раскрепляют болты арматуры. Берут специальные крючки для оттягивания арматуры.		По сигналу оператора приподнимает арматуру. По сигналу оператора производит спуск арматуры
		Дает сигнал машинисту на приподъем арматуры. Дает сигнал на спуск арматуры. Оттягивает арматуру в сторону от рабочей площадки	—	
		Отцепляют петлю от крюка		
		Дает сигнал трактористу на подъем талевого блока	—	
		С помощью специальных крючков предохраняют талевый блок от удара о пьедестал		По сигналу оператора осуществляет подъем талевого блока
		Приносит подъемный патрубок с инструментальных саней, устанавливает и закрепляет его болтами		

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
3. Приподъем и посадка пьедестала для проверки состояния оборудования и якорей	Подъемный патрубков закреплен	Раскрепляют болты пьедестала. Заряжают элеватор на подъемный патрубок		По сигналу оператора производит спуск талевого блока до зацепления штропов за элеватор
		Дает сигнал на спуск талевого блока	—	
		Взявшись за штропы, заводят их в проушины загруженного элеватора. Вставляют предохранительные пальцы (штыри). Отходят в сторону		
		Дает сигнал на приподъем колонны труб. Дает сигнал на посадку колонны труб	Наблюдает за сигналами оттяжками	
4. Снятие пьедестала	Оттяжки якоря проверены	Проверяют состояние якорей и при необходимости закрепляют оттяжки		По сигналу оператора производит приподъем на 50 см. По сигналу оператора производит посадку труб
		Приносят к устью скважины инструментальный стол, трубные ключи, элеватор и подставку трубы (козелок)		—
		Дает сигнал машинисту на подъем пьедестала	—	По сигналу оператора производит подъем пьедестала.
		После подъема пьедестала дает сигнал на прекращение подъема	—	По сигналу оператора прекращает подъем пьедестала
		Снимает клямсы. Уплотнительное кольцо закрепляет клямсами к пьедесталу	—	
		Дает сигнал машинисту на посадку пьедестала. Протаскивают КРБК через сальник. Заряжают ключ на патрубок пьедестала. Развинчивают пьедестал		По сигналу оператора производит посадку пьедестала
		Дает сигнал на приподъем пьедестала	—	По сигналу оператора приподнимает пьедестал
		Дает сигнал на опускание пьедестала на мостки	—	По сигналу оператора производит спуск пьедестала
		Укладывают пьедестал в сторону. Снимают предохранительные пальцы, отцепляют штропы, подходят к устью скважины и зацепляют за элеватор, разгруженный от колонны труб		—

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
5. Протаскивание КРБК через ролик и монтаж станции управления	—	Приносит из будки предохранительный пояс (в случае отсутствия автосцепы кабельного ролика) надевает его, берет конец «легости» и поднимается по лестнице мачты к ролику КРБК. Закрепляет пояс за мачту и пропускает левую часть через ролик КРБК. Отцепляет пояс и спускается с мачты	—	
			Протаскивают КРБК через ролик и закрепляют к барабану автоматаматывателя. Монтируют пульт управления автоматаматывателя у устья скважины	

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при подъеме ЭЦН с применением ЭМК

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Подача штропов, подведенных на крюк к устью скважины	Поднятая из скважины труба опущена на подставку, штропы освобождены от элеватора	Дает сигнал на подъем талевого блока. Держа в правой руке штроп, в левой руке шпильку, подходит к устью скважины. Не выпускает шпильку, берется левой рукой за штроп. Одновременно заводит штропы в проушины загруженного элеватора.левой рукой вставляет предохранительную шпильку в отверстие проушины элеватора	Держа в левой руке штроп, в правой руке шпильку, подходит к устью скважины. Не выпускает шпильку, берется правой рукой за штроп. Правой рукой вставляет предохранительную шпильку в отверстие проушины элеватора	По сигналу оператора левой рукой включает фрикцион, правой рукой тормаживает барабан лебелки, одновременно частично включает муфту сцепления. Осуществляет плавный подъем. В момент подхода нижней дуги штропов к проушинам элеватора выключает муфту сцепления и за тормаживает барабан лебелки

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
2. Подъем колонны труб из скважины	Предохранительные шпильки вставлены в отверстие проушин загрузочного элеватора	Дает сигнал машинисту на подъем колонны труб из скважины. Включает кабеленатягиватель с поста управления и наблюдает за натяжением кабеля КРБК. При выходе муфты с очередной пары клямс над ЭМК дает сигнал на прекращение подъема. Включает кабеленатягиватель	Берет специальный крючок для снятия клямс	По сигналу оператора растормаживает барабан лебедки, плавно включает муфту сцепления и производит подъем труб в соответствии со скоростью наматывания кабеля на автоматическую мотавку (0,5 м/с). По сигналу оператора включает муфту сцепления, тормозит барабан лебедки
3. Освобождение кабеля КРБК от колонны труб	Очередная труба поднята из скважины над ЭМК	Принимает от помощника оператора снятые клямсы и кладет их в ящик	При помощи специального крючка снимает клямсы, после чего крючок кладет на инструментальный стол	Наблюдает за работой операторов
4. Установка элеватора и посадка	Клямсы сняты	Снимают элеватор с лежащей трубы, переносят и устанавливают ее под муфту поднятой трубы. Дает сигнал на посадку колонны труб на элеватор	Выводит кабель из разреза ключа и заводит за крючок	По сигналу оператора частично растормаживает барабан лебедки. Плавно сажает колонну труб на элеватор до момента отрыва верхнего элеватора от муфты трубы и тормозит барабан лебедки
5. Развинчивание труб	Колонна труб посажена на элеватор	Берет с инструментального стола ключ КТГ и надевает его на трубу. Включает переключатель пульта управления на развинчивание. Отключает пульт управления. Снимает трубный ключ КТГ и кладет его на инструментальный стол	Берет с инструментального стола стопорный ключ и заряжает на муфту трубы, посаженной на элеватор. Наблюдает за кабелем. Снимает стопорный ключ и кладет его на инструментальный стол	Наблюдает за развинчиванием труб
6. Опускание поднятой трубы на мостки	Трубный ключ снят с очередной трубы	Дает сигнал на подъем трубы. Дает сигнал на спуск трубы на мостки	Отводит трубку к мосткам, устанавливает нижний конец трубы на направляющую дорожку	По сигналу оператора растормаживает барабан лебедки, частично включает муфту сцепления, поднимает трубы до выхода нижнего конца ее из муфты. Тормозит. Включает фрикцион

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		машинистом подъемного агрегата
		оператором	помощником оператора	
		Отходят в сторону и наблюдают за опусканием трубы на мостки. Когда элеватор на опускаемой трубе находится на расстоянии 1—1,5 м от подставки, подходят к элеватору		По сигналу оператора растормаживает барабан лебедки и свободно спускает трубы на мостки. При приближении трубы к подставке притормаживает барабан лебедки и плавно опускает трубу на подставку до освобождения штропов от элеватора
		Левой рукой вынимает предохранительную шпильку из отверстия проушины элеватора	Правой рукой вынимает предохранительную шпильку из отверстия проушины элеватора	
		Одновременно обеими руками выводят штропы из проушин элеватора		

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при спуске ЭЦН с применением ЭМК

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			машинистом подъемного агрегата
		оператором	помощником оператора		
1. Подача штропов к элеватору на трубе, лежащей на подставке	Штропы освоены от элеватора, загруженного колонной труб, спущенной в скважину	Правой рукой подводит штроп к элеватору, загруженному очередной трубой, находящейся на подставке	Левой рукой подводит штроп к элеватору, загруженному очередной трубой, находящейся на подставке	Растормаживает барабан лебедки. Плавно производит спуск талевого блока до зацепления штропов в проушины элеватора.	
		Одновременно заводят штропы в проушины элеватора			
		Левой рукой вставляет предохранительную шпильку в отверстие проушины элеватора	Правой рукой вставляет предохранительную шпильку в отверстие проушины элеватора		Тормозит барабан лебедки и включает фрикцион

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
2. Подъем трубы с мостков	Предохранительные шпильки вставлены в отверстия проушин элеватора	Дает сигнал машинисту на подъем трубы с мостков. Взяв с инструментального стола металлическую шетку, наблюдает за подъемом трубы и выходом шаблона из нее. Принимает трубу от помощника оператора	Вынимает шаблон из трубы и передает трубу оператору	По сигналу оператора растормаживает барабан лебедки, включает муфту сцепления, плавно поднимает трубу на 1,5—2 м и дает максимальные обороты двигателю, включив полностью муфту сцепления. В момент подхода нижнего конца поднимаемой трубы к подставке включает муфту сцепления, сбрасывает обороты двигателя и продолжает подъем по инерции. Приподняв трубу на 15—20 см выше муфты, тормозит барабан лебедки
3. Посадка очередной трубы в муфту колонны труб	Труба, поднятая с мостков, висит на крюке	Очищает резьбу трубы. Дает сигнал на посадку, и обмениваются направляет конец трубы в муфту	При помощи вилки подтягивает очередную трубу ближе к устью и кладет трубу на подставку, а вилку на удобное для себя место. Вставляет шаблон. Переходит на свое место	По сигналу оператора растормаживает барабан лебедки, сажает трубу в муфту, опускает верхний элеватор на 5—10 см ниже муфты. Тормозит барабан лебедки. Готовится к подъему колонны труб. Переходит на соответствующую скорость, при этом частично включает и выключает муфту сцепления
4. Свинчивание трубы	Очередная труба посажена в муфту колонны труб	Кладет металлическую шетку на инструментальный стол, берет ключ КТГ и надевает на трубу. Включает переключатель пульта управления на свинчивание и трубы полностью свинчивает. Отключает пульт управления. Снимает ключ	Зацепляет кабель за крючок. Берет с инструментального стола стопорный ключ и зажимает на муфту трубы, посаженной на элеватор. Наблюдает за кабелем. Снимает стопорный ключ и кладет его на инструментальный стол	—

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			машинистом подъемного агрегата
		оператором	помощником оператора		
5. Снятие элеватора с колонны труб и крепление кабеля клямсами к колонне труб	Трубные ключи сняты с трубы	Дает сигнал на подъем	Отцепляет кабель от крючка и подходит к устью скважины	По сигналу оператора частично включает муфту сцепления, растормаживает барабан лебедки.	
		Снимают элеватор, переносят и надевают на очередную трубу		Приподняв на 40—50 см колонну труб, тормозит барабан лебедки, включает муфту сцепления. Левой рукой выключает фрикцион, держит правую руку на тормозе. Левой рукой переключает скорость	
		Берет с инструментального стола клещи	Берет две клямсы и поочередно устанавливает их на колонне труб на 20—30 см ниже и выше муфты трубы, одновременно прижимая кабель с клямсой к трубе		
6. Спуск колонны труб в скважину и посадка нагруженного элеватора на ЭМК	Кабель КРБК закреплен клямсами на колонне труб	Кладет клещи на инструментальный стол.	Подходит к трубе, лежащей на подставке, и смазывает резьбу муфты графитовой смазкой	По сигналу оператора спускает ЭЦН со скоростью 0,5 м/с. Не доходя до ЭМК 50—60 см, растормаживает барабан лебедки, плавно сажает колонну труб на ЭМК	
		Дает сигнал на спуск колонны труб.			
		Включает переключатель пульта управления кабеленаматывателем на спуск.	Зацепляет кабель КРБК за крючок.		
		После посадки колонны труб на ЭМК выключает переключатель кабеленаматывателя.			
		Левой рукой вынимает предохранительную шпильку из отверстия проушины элеватора.	Правой рукой вынимает предохранительную шпильку из отверстия проушины элеватора.	После расслабления штропов в проушинах элеватора тормозит барабан лебедки	

**Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда
при заключительных операциях после пуска ЭЦН**

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Навинчивание пьедестала на колонну труб	Колонна труб с установкой ЭЦН спущена в скважину	Надевают элеватор на подъемный патрубок пьедестала		
		Дает сигнал машинисту на спуск талевого блока	—	По сигналу оператора произведит спуск талевого блока.
		Берутся за штропы, подтягивают талезый блок к пьедесталу и закрепляют его за элеватор, загруженный от пьедестала		
		Дает сигнал машинисту на подъем пьедестала	—	По сигналу оператора произведит подъем пьедестала.
		Придерживают пьедестал		
2. Посадка пьедестала	Пьедестал навинчен, ключ снят	Дает сигнал машинисту на посадку пьедестала		
		Берет ключ с инструментального стола и заряжает на патрубок пьедестала		
		Свинчивают пьедестал		
		Снимает ключ и кладет на инструментальный стол	—	По сигналу оператора осуществляет плавную посадку пьедестала
		Отвинчивает предохранительную заглушку от пьедестала		По сигналу оператора прерывает подъем
Помогает операторам		Пропускает КРБК через ролик. Протаскивает КРБК через уплотнительное кольцо и сальник КРБК. Дает сигнал машинисту на приподъем колонны труб		По сигналу оператора произведит подъем колонны труб
		Снимает элеватор и направляющий ролик КРБК. Закрепляют КРБК клямсами, очищают канавку под уплотнительное кольцо		
		Освобождает уплотнительное кольцо пьедестала	—	

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
		Дает сигнал машинисту на спуск пьедестала (не допуская 5—6 см)		По сигналу оператора производит спуск пьедестала По сигналу оператора прекращает спуск
		Дает сигнал на прекращение спуска		
		Вставляют болты в отверстие пьедестала		
		Дает сигнал машинисту на медленную посадку пьедестала. Направляют болты в отверстие фланца кре- стовины. Следят за точностью посадки. Снимают штыри, освобождают штропы от элеватора		
		Дает сигнал машинисту на подъем тале- вого блока	—	По сигналу оператора производит спуск ко- лонны труб
		Снимают элеватор		

3. Набивка сальника, крепление пьедестала. Снятие подъемного патрубка	Пьедестал посажен	Берет сальниковую набивку, набивает сальник КРБК	Закрепляет болты пьедестала	Помогает операторам
		Развинчивают болты подъемного патрубка и снимают подъемный патрубок		
4. Установка арматуры и проверка состояния задвижек	Подъемный патрубок снят	Дает сигнал машинисту на спуск талевого блока	—	По сигналу оператора опускает талевый блок
		Подтягивают талевый блок к арматуре и набрасывают петлю на крюк		
		Дает сигнал машинисту на подъем арматуры	—	По сигналу оператора поднимает арматуру
		Специальными крючками придерживают арматуру от удара		
		Дает сигнал машинисту на прекращение подъема	—	
Вставляют болты в отверстие фланца арматуры				

Продолжение прилож.

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
		Дает сигнал на медленную посадку	—	По сигналу оператора производит медленную посадку. По сигналу оператора прекращает посадку
		Дает сигнал на прекращение посадки арматуры		
		Закрепляют болты арматуры и манифольда		
		Дает сигнал на спуск талевого блока	—	По сигналу оператора опускает талевый блок
		Отцепляют петлю от крюка. Проверяют открытие задвижек. Убирают инструменты. Демонтируют автономатыватель. После запуска ЭЦН электриком ожидают подачу насоса		

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда при демонтаже агрегата для подземного ремонта скважин Азинмаш-37А

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ			машинистом подъемного агрегата
		оператором		помощником оператора	
1. Разработка рабочей площадки	Устье арматура собрана в соответствии с техническими требованиями	Надевает диэлектрические перчатки, подходит к распределительному щитку и, стоя на изолирующей, отключает главный рубильник распределительного щитка, отсоединяет штепсельную вилку	Сматывает и укладывает электрокабель в специальный ящик. Убирает колышки из под электрокабеля и укладывает их на инструментальные сани		
		Собирают инструмент в инструментальные сани. Разбирают рабочую площадку и укладывают ее на передвижные мостки			

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
2. Подъем крюко-блока до высоты, позволяющей в последующем укладку его на вышку	Рабочая площадка уложена на передвижные мостки	Дает сигнал машинисту на подъем крюко-блока. При подходе крюко-блока до специального приспособления для укладки его дает сигнал на прекращение подъема	Берет монтировки и идет к стяжным винтам оттяжек	По сигналу оператора включает фрикцион лебедки, растормаживает муфту сцепления и поднимает крюко-блок до высоты, позволяющей укладку его на мачту. По сигналу оператора выключает фрикцион лебедки и затормаживает барабан лебедки. Выключает муфту сцепления и включает храповое устройство лебедки (ставит на «мертвый тормоз»)
3. Отцепление оттяжек и стяжных винтов от петли якорей	Храповое устройство лебедки включено	Идут к якорям и отцепляют оттяжки от стяжных винтов. Отцепляют стяжные винты от якорей и укладывают их на платформу агрегата		Выходит из кабины подъемного агрегата, открывает ящик, берет выносной пульт управления. Устанавливает переключатель основного пульта управления в положение «Установка вышки»
4. Спуск верхней секции мачты и посадка ее в гнездо задней опоры	Оттяжки отцеплены от якорей. Переключатель основного пульта управления установлен в положение «Установка мачты»	Дает сигнал машинисту на приподъем верхней секции вышки. Наблюдает за процессом спуска и посадки верхней секции вышки	Наблюдает за оттяжками	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Выдвижение (вверх)». Поднимает верхнюю секцию до включения звукового сигнала автомашины. Нажатием на кнопку «Упоры» уводит упоры верхней секции вышки (сигнальная лампочка на выносном пульте управления должна погаснуть). Не отпуская кнопку «Упоры», нажимает кнопку «Выдвижение вниз». Производит спуск верхней секции до посадки ее в гнездо задней опоры
5. Крепление верхней секции мачты к нижней	Верхняя секция спущена и посажена в гнездо	Открепляет откидные болты задней опоры нижней секции мачты. Крепит верхнюю секцию мачты к нижней	Подтаскивает оттяжки к мачте	Нажимает кнопку «Подъем (вверх)» и выдерживает в нижнем положении 8—10 с. Эту операцию повторяет три раза.

Сперация	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ	
		оператором	помощником оператора
6. Укладка мачты в транспортное положение	Нижняя и верхняя секции соединены	Дает сигнал машинисту на укладку вышки на переднюю опору. Находясь с правой стороны по ходу автомашины, следит за ходом укладки мачты и крюко-блока в транспортное положение. Закрепляет мачту к передней опоре	Находясь сзади автомашины (на расстоянии 15—20 м), следит за ходом укладки мачты и крюко-блока в транспортное положение. Закрепляет мачту на переднюю опору
		Завинчивают до отказа винтовые домкраты задней опоры. Вынимают фиксирующие пальцы из отверстий, соответствующих нижним положениям ног задней опоры мачты	
7. Установка ног задней опоры в транспортное положение	Вышка прикреплена к передней опоре	Дает сигнал машинисту-водителю на подъем ног задней опоры мачты. Наблюдает за подъемом ног задней опоры мачты	
		При достижении ног задней опоры верхнего положения встают «пальцы» в отверстия, соответствующие этому положению	
8. Отгон подъемного агрегата от устья скважины	Ноги задней опоры мачты подняты, заземление снято	Отсоединяют заземление от кондуктора	Переходит в кабину водителя, устанавливает переключатель основного пульта управления в положение «Отключено» Выносной пульт управления укладывает в специальный ящик
		Дает сигнал машинисту для отгона подъемного агрегата от устья скважины	По сигналу оператора дает звуковой сигнал и отгоняет подъемный агрегат на 8—10 м от устья скважины
9. Сматывание оттяжек	Подъемный агрегат находится на расстоянии 8—10 м от устья скважины	При отезде подъемного агрегата на 8—10 м от устья скважины дает сигнал на прекращение движения	По сигналу оператора прекращает движение и выключает коробку перемены передач и ставит на тормоз
		Сматывают оттяжки на приспособление для их намотки (жимки не снимают). Брусья из-под домкратов укладывают на платформу агрегата.	Помогает операторам

ПРИЛОЖЕНИЕ 10
Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда
при демонтаже подъемного агрегата Азинмаш-43А

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Разборка раб- очей площадки	Устьевая арма- тура собрана в соответствии с техническими тре- бованиями	Собирают инструмент в инструментальные сани. Разбирают рабочую площадку и уклады- вают ее на передвижные мостки	Проверяет гидросисте- му подъемного агрегата	
2. Подъем крю- ко-блока до высо- ты, позволяющей впоследствии ук- ладку его на мачту	Рабочая пло- щадка уложена на передвижные мостки	Дает сигнал маши- нисту на подъем крю- ко-блока до специаль- ного приспособления для укладки его. Дает сигнал на прекраще- ние подъема	Берет монтировку и идет к стяжным вин- там	По сигналу оператор- а левой рукой вклю- чает фрикцион лебедки. Правой рукой растор- мживает барабан, а ле- вой плавно включает муфту сцепления и под- нимает крано-блок до высоты возможной ук- ладки на мачту. По сиг- налу оператора левой рукой выключает фрик- цион лебедки, а правой затормаживает бара- бан лебедки.левой ру- кой включает муфту сцепления и ставит на «Мертвый тормоз». Ус-
3. Отцепление оттяжек и стяж- ных винтов от петли якоря	Переключатель основного пульта установлен в по- ложение «Уста- новка мачты»	Идут к якорям и отцепляют оттяжки от стяжных винтов. Отцепляют оттяжные винты от петель якорей		танавливает переключатель основного пульта управления в положение «Установка мачты»
4. Спуск второй секции мачты и по- садку ее в гнездо	Оттяжки отцеп- лены от якорей	Дает сигнал маши- нисту на приподъем второй секции мачты. Наблюдает за спуском и посадкой второй сек- ции мачты	Укладывает стяжные винты на инструмен- тальные сани	Выходит из кабины подъемного агрегата, открывает ящик, берет выносной пульт и отхо- дит на необходимое расстояние. Проверяет работу дистанционного пульта управления кратковременными включениями и отклю- чениями
				По сигналу оператора нажимает на кнопку «Подъем». Отпускает ее после появления знака «Упоры», по захожде- нии упоров второй сек- ции в пазы отпускает ее. Нажимает на кноп- ку «Спуск» до посадки второй секции в гнездо и идет в кабину подь- емного агрегата, отклю- чает выносной пульт управления

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
5. Крепление второй секции мачты к первой	Вторая секция отспушена и посажена в гнезда	Открепляет первую секцию мачты от задней опоры	Подтаскивает оттяжки к мачте	Крепит вторую секцию мачты к первой. Снимает чехлы с гидравлических домкратов. Заходит в кабину и включает переключатель основного пульта управления в положение «Установка мачты»
6. Укладка мачты в транспортное положение	Первая секция откреплена от задней опоры. Переключатель основного пульта управления установлен в положение «Установка мачты»	Дает сигнал машинисту на укладку мачты на переднюю опору. Наблюдает за укладкой мачты и крюко-блока в транспортное положение	Наблюдает за оттяжками. После укладке мачты и крюко-блока в транспортное положение укладывает оттяжки на мачту	По сигналу оператора нажимает на кнопку «Спуск» выносного пульта управления. Плавное опускает мачту на переднюю опору и отпускает кнопку «Спуск». Выключает выносной пульт управления и укладывает в специальный ящик подъемного агрегата
7. Установка аутригеров и домкратов в транспортное положение	Мачта уложена в транспортное положение. Выносной пульт управления	Завинчивает винтовые домкраты, аутригеры и заводит их в пазы кронштейнов и за-	Сматывает страховые оттяжки на переднюю опору	Крепит мачту к передней опоре. По сигналу оператора включает
	вдения уложен в специальный ящик агрегата	стопоривает шпильками. Вытаскивает стопорный палец из соответствующего нижнему положению домкрата. Дает сигнал машинисту на подъем домкратов. При достижении домкратов верхнего положения вставляет палец в отверстие, соответствующее этому положению. Отсоединяет заземление от кондуктора		чает гидравлический золотник на подъем домкратов. Выключает гидростему, открывает краны слива конденсата из пневмосистемы
8. Отгонка подъемного агрегата от устья	Домкраты и аутригеры подняты. Заземление снято	Дает сигнал машинисту для отгонки подъемного агрегата от устья скважины. После отъезда подъемного агрегата от устья скважины на 8—10 м дает сигнал на прекращение движения	Следит за оттяжками	По сигналу оператора дает звуковой сигнал и отгоняет подъемный агрегат на расстояние 8—10 м от устья скважины. По сигналу оператора прекращает движение и выключает контробку перемены переключ и ставит агрегат на «тормоз»
9. Сматывание оттяжек	Подъемный агрегат отогнан на расстояние 8—10 м от устья скважины и заторможен	Сматывают оттяжки на приспособление для намотки. Укладывают бруссы (подставки) в инструментальные сани		Помогает операторам

ПРИЛОЖЕНИЕ 11

Типовая инструктивная карта передовых и безопасных приемов труда
при демонтаже агрегата для подземного ремонта скважин АКМ-28

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		
		оператором	помощником оператора	машинистом подъемного агрегата
1. Установка мачты в транспортное положение	Устье арматура собрана. Рабочая площадка разобрана	Отвинчивает винтовые домкраты мачты	Находясь около устья с левой стороны по ходу агрегата, дает сигнал на укладку мачты	Включает первую передачу автомобиля. Поднимает элеватор в крайнее положение. Выключает редуктор привода насосов, подает агрегат вперед на расстояние 0,5—0,7 м от башмаков Включает редуктор привода насосов. Выходит из кабины и поднимается на платформу. Закрывает вентиль на гидропанели. Сходит с платформы
		Удаляются в безопасное место.		
2. Подгонка агрегата для укладки приемных мостков	Мачта уложена в транспортное положение	Дает сигнал на подгонку агрегата к приемным мосткам	Складывают опорные брусья на платформу агрегата. Подводят АПР-2 и АШК на место и закрепляют. Сматывают силовые оттяжки на бампер автомобиля	По сигналу оператора перемещает рукоятку золотника к себе, регулируя скорость опускания мачты поворотом маховика вентиля, производит плавное опускание мачты на стойку. Закрывает вентиль. Ставит рукоятку золотника в нейтральное положение
		Собирают мостки в транспортное положение (убирают откидные кронштейны), проверяют крепления мостков к мачте		
3. Укладка приемных мостков на вышку	Агрегат находится у приемных мостков	Разматывают силовые оттяжки. Раскрепляют и отводят АПР-2 и АШК на кронштейнах за пределы рамы автомобиля. Удаляются в безопасное место		
		Дает сигнал на подъем мачты	Наблюдает за ходом подъема мачты силовыми оттяжками	Устанавливает рукоятку управления раздаточной коробкой в нейтральное положение. Выключает заднюю скорость автомобиля. Включает редуктор привода насосов. Выходит из кабины. По сигналу оператора включает рукоятку золотника подьема от себя до упора и, регулируя скорость подьема поворотом маховика вентиля, производит подъем вышки в вертикальное положение
		Следит за правильной укладкой оттяжками		

Операция	Условия начала выполнения работы	Выполнение работ		машинистом подъемного агрегата
		оператором	помощником оператора	
		При достижении вертикального положения мачты дает сигнал на прекращение подъема	Наблюдает за ходом подъема мачты и силовыми оттяжками	По сигналу оператора при достижении вертикального положения мачты, прекращает подъем закрытием вентиля и ставит рукоятку золотника в нейтральное положение
		Вывинчивают винтовые домкраты вышки до упора в грунт. Соединяют кронштейны мостков с ауригерами мачты. Цепляют укладку мостков за элеватор.		Поднимается на платформу и открывает вентиль на гидронапели. Переходит в кабину автомобиля. Включает кнопку отбора мощности
		Удаляются в безопасное место		Переходит к пульта управления лебедки и производит опускание элеватора вниз на соответствующей скорости
		Дает сигнал на подъем приемных мостков	Наблюдает за подъемом приемных мостков	По сигналу оператора производит подъем (укладку) приемных мостков, переместив рукоятку управления реверсивным редуктором вверх. Ставит на тормоз. Переходит в кабину и включает скорость автомобиля
4. Укладка мачты в транспортное положение	Мачта с приемными мостками находится в вертикальном положении	Дает сигнал на укладку мачты с приемными мостками в транспортное положение	Наблюдает за укладкой мачты и силовыми оттяжками	Поднимается на платформу и закрывает вентиль на гидронапели. По сигналу оператора опускает мачту с приемными мостками в транспортное положение, для чего перемещает рукоятку золотника к себе, скорость опускания регулирует поворотом маховика вентиля. Плавно опускает мачту на стойку. Закрывает вентиль. Ставит рукоятку золотника в нейтральное положение. Переходит в кабину и включает редуктор привода насосов. Ставит рукоятку передачи передат в нейтральное положение

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Технология подземного ремонта скважин, оборудованных ЭЦН	6
Основные технологические операции при подземном ремонте насосных скважин	15
Глава II. Основные технические средства проведения подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН	25
Подъемные агрегаты	27
Приустьевые площадки для агрегатов	32
Крепление мачт якорями	33
Приготовление и использование технологической жидкости для промывки и задавки скважин	34
Хранение технологической жидкости	33
Глава III. Освоение скважин после подземного ремонта	41
Гидродинамика процесса освоения скважин	41
Температурный режим насосных скважин	80
Повышение надежности освоения насосных скважин	102
Глава IV. Организация подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН	105
Служба подземного ремонта скважин	107
Технико-экономические показатели подземного ремонта насосных скважин с ЭЦН	118
Выводы	139
Список литературы	144
Приложения	146

ИБ № 2177

*Агзам Валиханович Валиханов
Наиль Исмагзамович Хисамутдинов
Габдрауф Закирович Ибрагимов*

ПОДЗЕМНЫЙ РЕМОНТ НАСОСНЫХ СКВАЖИН

Редактор издательства А. И. Кудашев
Переплет художника Б. К. Силаева
Художественный редактор В. В. Шутько
Технические редакторы
Н. В. Жидкова, А. Е. Матвеева
Корректор Ф. В. Зельдман

Сдано в набор 17.03.78. Подписано в печать 11.09.78. Т-14576. Формат 84×108¹/₃₂. Бумага № 1. Гарнитура литер. Печать высокая. Печ. л. 6,25. Усл. печ. л. 10,50. Уч.-изд. л. 9,82. Тираж 3400 экз. Заказ № 1034/6805-6. Цена 50 коп.

Издательство „Недра“, 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ордена Трудового Красного Знамени Ленинградская типография № 2 имени Евгения Соколовой «Союзполиграфпрома» при Государственном комитете СССР по делам издательства, полиграфии и книжной торговли. 198052, Ленинград, Л-52, Измайловский проспект, 29.

Уважаемый товарищ!

В издательстве «Недра»
готовятся к печати новые книги

БЕЗОПАСНОЕ ведение работ при раздельной эксплуатации пластов одной скважиной/Исугаев Р. Я., Джафаров Ш. Т., Шарфутдинов И. Г. и др. 6 л., 35 к.

В книге с позиций техники безопасности дана оценка технологического процесса раздельной эксплуатации пластов одной скважиной, пробуренных в районах затопляемых и болотистых. Обобщен опыт безопасного применения оборудования. Особое внимание уделено предупреждению нефтепроявлений и выбросов при спуско-подъемных операциях труб с пакером, а также особенности техники и технологии спуска концентрических и параллельных рядов труб. Кратко описано устройство основных элементов специального оборудования, а также особенности их применения.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

ГРАЙФЕР В. И., ШУМИЛОВ В. А., КАМЕНЕВ В. Н.
Организация и технология капитального ремонта скважин. 15 л., 1 р. 10 к.

В книге показаны роль и значение ремонтно-изоляционных работ в общем комплексе геолого-технических мероприятий при эксплуатации нефтяного месторождения. Установлен рациональный баланс интенсификации отбора обводненной продукции и изоляционных работ. Установлены принципы и критерии для отключения обводнившихся пропластков. Определены виды исследований, особенности их проведения в текущей и поздней стадии разработки. Показаны материал и оборудование для изоляционных работ. Описана технология изоляции вод. ремонта колонн и заколонного пространства скважин. Показаны особенности технологии изоляционных работ в нагнетательных скважинах.

Обоснована необходимость специализации, охарактеризована структура предприятия и мероприятия по совершенствованию организации производства, систем управления и контроля.

Книга рассчитана на широкий круг инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга — почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;

№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»