МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И Н С Т Р У К Ц И Я

по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин

РД-39-2-684-82

1982

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель

министра

В.И.Игревский

"28" 01. 1982 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин

РД - 39-2-684-82

Настоящий документ разработан:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом

по креплению скважин и буровым растворам

(ВНИИКРнефть)

Директор ВНИИКРнефти А.И.Булатов

Ответственный исполнитель:

Зав.лабораторией средств

борьбы с поглощениями Н.И.Суханко

СОГЛАСОВАНО:

Директор ВНИИБТ Ю.В.Вадецкий

Начальник Технического

управления Ю.Н.Байдиков

Начальник Управления по

развитию техники, технологии

и организации бурения А.В.Перов

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая инструкция составлена ВНИИКРнефтью на базе "Временной инструкции по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощениями промывочной жидкости при бурении скважин", которая была издана в 1974 г. За прошедший период некоторые положения этой инструкции устарели и, кроме того, появились новые способы и средства борьбы с поглощениями, что потребовало переиздания указанной инструкции с учетом современного опыта предупреждения и ликвидации поглощений при бурении и креплении скважин на месторождениях ведущих нефтедобывающих районов страны. При разработке настоящей инструкции учтены основные положения и рекомендации, которые отражены в опубликованных за последние годы руководствах и инструкциях, составленных ВНИИБТ, ВНИИКРнефтью, Татнипинефтью, Башнипинефтью, Гипровостокнефтью, КБ ПО Саратовнефтегаз, Волгограднипинефтью, НВ НИИГТ, а также другими научно-исследовательскими организациями и производственными объединениями. Инструкция отражает современный опыт борьбы с поглощениями при бурении и креплении скважин. В ней освещены вопросы исследования поглощающих пластов и определения коэффициентов их приемистости, предупреждения поглощений, наполнителей для борьбы с поглощениями, приводятся рецептуры различных тампонажных смесей и технология проведения изоляционных работ, описываются конструкции пакеров и перекрывающих устройств, а также отражаются основные требования к порядку проведения комплекса работ по цементированию скважин.

Ряд материалов справочного характера, расчеты и некоторые практические рекомендации отражены в приложениях.

При составлении настоящей инструкции учтены замечания и предложения широкого круга специалистов производственных и научно-исследовательских организаций Миннефтепрома, которым составители выражают благодарность.

Инструкция составлена В.И.Крыловым, Н.И.Сухенко, С.М.Игнатовым, Б.М.Курочкиным, С.С.Джангировым, Н.М.Бондарец.

При составлении инструкции использованы научно-исследовательские работы и инструкции по борьбе с поглощениями сотрудников ВНИИБТ, ВНИИКРнефти, АЗИННЕФТЕХИМа, Азнипинефти, Башнипинефти, ВНИИгеофизики, Волгограднипинефти, Гипровостокнефти, КБ ПО Саратовнефтегаз, МИНХ и ГП, Нижневолжского НИИГГ, Пермнипинефти, Севкавнипинефти и его Пятигорского филиала, Татнипинефти, Уфимского нефтяного и других институтов, а также объединений Грознефть, Башнефть, Куйбышевнефть, Оренбургнефть, Пермнефть, Татнефть и др.

РУКСВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин

РД 39
Взамен "Временной инструкции по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощениями промывочной жидкости при бурении скважин", утвержденной в декабре 1973 года

Приказом Министерства нефтяной промышленности
№ 227 от "6" мая 1982 г. срок введения
установлен с "1" мая 1982 г.

I. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ

I.I. Признаки вскрытия зоны поглощения

Разбуривание зон поглощения сопровождается характерными взаимосвязанными признаками: уменьшением давления и выхода циркуляции, уменьшением объема циркулирующего бурового раствора, увеличением механической скорости бурения, провалами и заклиниванием бурильного инструмента. При определении факта возникновения поглощения необходимо указанные признаки рассматривать в комплексе.

Все изменения режима бурения, обусловленные вскрытием зоны поглощения, отмечаются в соответствующих документах для учета их при ликвидации осложнения.

I.2. Определение интервала поглощения

Границы зоны поглощения определяют следующими методами.

I.2.I. Расходометрия позволяет определять границы зон поглощения, наличие и интенсивность перетоков жидкости из пласта в пласт.

Снимают расходограммы расходомером "Разведчик" Р-8, с пределом измерения скорости потока 0,03-I,8 м/с и погрешностью регистрации границ зоны поглощения - 0,5 м.

I.2.2. Термометрия дает возможность выделять границы зон поглощения по характерным изломам температурных кривых, полученных после закачивания в скважину промывочной жидкости, с температурой, отличной от температуры в скважине.

I.2.3. С помощью кавернометрии можно оценить интервалы зон поглощения по характерным изменениям диаметра ствола скважины. Кавернограммы используют при выборе места установки пакера для исследования или изоляции поглощения.

I.2.4. Акустический каротаж позволяет выделять интервалы проницаемых зон по уменьшению скорости распространения и увеличению затухания упругих волн в горных породах.

Кроме того, для выделения зон поглощений могут применяться электрический, радиоактивный и другие геофизические методы.

I.2.5. Механический каротаж позволяет путем регистрации соответствующих аномалий механической скорости проходки с достаточной точностью выделять в разрезе зоны поглощения по зависимости механической скорости бурения от глубины.

I.2.6. Химический метод. В спущенную до забоя колонну стальных бурильных труб закачивают 1-3 %-ный раствор сернокис-

лой меди (медный купорос) в объеме, равном объему заколонного пространства от забоя до предполагаемого места поглощения. Раствор продавливают в заколонное пространство со скоростью, не превышающей интенсивность поглощения исследуемого пласта, и выдерживают 10-15 минут. При этом раствор сернокислой меди поднимается до подошвы зоны поглощения, избыток его уходит в пласт, а на трубах появляется налет меди и её окислов с достаточно чёткой границей. По разности полной длины колонны труб и её омедненной части определяют глубину расположения подошвы зоны поглощения.

I.2.7. Опрессовка ствола скважины с использованием одного или двух пакеров

Местоположение зоны поглощения может быть определено с помощью одного пакера путем последовательной опрессовки участков ствола скважины снизу вверх с регистрацией давления закачки и расхода жидкости или селективной опрессовкой пластов с помощью двух пакеров.

I.3. Определение интенсивности поглощения

В промысловой практике интенсивность поглощения выражают непосредственно в единицах расхода или в приведенных единицах, определяемых отношением объема поглощения в единицу времени к перепаду давления на поглощающий пласт.

Зависимость интенсивности поглощения от перепада давления $Q_i = f(\Delta P_i)$ определяют путем гидродинамических исследований (ГДИ).

I.4. Гидродинамические исследования при промывке скважины водой

I.4.I. Прослеживание за падением уровня жидкости в

скважине

После определения статического уровня жидкости в скважине датчик уровнемера извлекают из скважины. В скважину спускают бурильные трубы на 5-10 м ниже статического уровня. Через заколонное пространство скважину заполняют жидкостью с целью исключения влияния воздуха, останавливают насос и с помощью уровнемера в бурильных трубах замеряют интервалы и время падения уровня на каждые, например, 5 или 10 м до наступления равновесия в скважине.

Полученные данные заносят в табл. I.

Таблица I

Данные замера электроуровнемером

Уровень H_i, м	Время падения уровня на заданный шаг, t_i		Расчетные данные		
	мин	с	время t_i, ч	перепад давления ΔP_i, МПа	расход жидкости Q_i, $м^3/ч$

Необходимые для построения индикаторной линии $Q_i = f(\Delta P_i)$ перепад давления на поглощающий пласт и расход жидкости в пласт находят по формулам:

$$\Delta P_i = 10^{-3} \cdot \rho \cdot g (H_{ст} - H_{ci}), \quad (i = 1,2 \ldots, n); \qquad (1)$$

$$Q_i = \frac{0,785 \cdot (d^2 - d_н^2 + d_в^2) h_i}{t_i}, \qquad (2)$$

причём

$$H_{ci} = \frac{H_i + H_{i-1}}{2}; \quad h_i = H_i - H_{i-1}; \quad H_o = 0,$$

где ΔP_i - перепад давления на поглощающий пласт, МПа;

ρ - плотность жидкости в скважине, $г/см^3$;

g - ускорение свободного падения, м/с^2;

$H_{ст}$ - статический уровень жидкости в скважине, м;

$H_{ст_i}$ - средний между ближайшими отсчетами уровень жидкости в скважине, м;

Q_i - расход жидкости в поглощающий пласт, м^3/ч;

d - диаметр кондуктора или скважины, м;

$d_н, d_в$ - наружный и внутренний диаметры бурильных труб, м;

h_i - интервал падения уровня жидкости в скважине за время t_i, м;

t_i - время падения уровня от H_{i-1} до H_i, ч.

I.4.2. Закачивание жидкости в скважину при установившихся режимах

В скважину цементировочным агрегатом или буровым насосом закачивают жидкость с постоянным расходом до установления уровня или давления. Фиксируют перепад давления, расход жидкости и меняют режим закачивания. Рекомендуется не менее трех режимов.

Если вскрыто несколько проницаемых пластов, исследования проводят последовательно снизу вверх с помощью пакера.

Данные исследования заносят в табл. 2.

Таблица 2

Исследования пакером

Передача ЦА	Объем закачки V, м^3	Перепад давления ΔP, МПа	Время закачки t, с	Производительность Q, м^3/ч

После обработки табличных данных в системе координат $\Delta P - Q$ строят индикаторную линию. Положение линии в этой системе ис-

пользуют при выборе способов изоляции пласта. Для примера в приложении I приведены рекомендации по выбору способов изоляции пласта, разработанные в Татнефти.

I.4.3. Отбор жидкости при установившихся режимах

Этот способ применяют при переливе жидкости из скважины. Перед исследованием скважину оставляют открытой для полного замещения столба жидкости пластовой водой, контролируя при этом плотность выходящей жидкости. Затем устье скважины герметизируют и определяют давление, под действием которого жидкость переливается из скважины.

Отбор жидкости регулируют изменением положения крана. Число режимов работы скважины должно быть не менее трех. Каждый режим исследования должен иметь давление, отличное от давления предшествующего режима не менее, чем в I,5-2 раза. При смене режимов необходимо фиксировать изменение давления во времени до полного установления его, при этом расход жидкости, определяемый с помощью мерной емкости, должен быть постоянным. При построении графика ΔP-Q в прямоугольной системе координат за начало отсчета принимается показание манометра при герметизированном устье.

I.5. Гидродинамические исследования при промывке скважины буровым раствором

I.5.I. Отбор жидкости при неустановившихся режимах

Перепад давления между пластом и скважиной создают путем замещения в бурильных трубах бурового раствора жидкостью, плотность которой меньше плотности пластовой жидкости (например, водой).

При исследовании по этому способу в скважину к зоне поглощения спускают бурильные трубы с пакером. Сверху на них устанавливают цементировочную головку с манометром и краном, с которой соединяется цементировочный агрегат. Затем в бурильные трубы закачивают воду в таком количестве, чтобы на устье за счет разности плотностей бурового раствора и воды было создано давление, достаточное для получения 5-6 точек индикаторной линии. В момент окончания закачивания воды в скважине устанавливают пакер. Затем прекращают нагнетание жидкости в бурильные трубы, кран на цементировочной головке закрывают и отмечают установившееся давление на манометре, под действием которого жидкость будет поступать из пласта в скважину.

Для отбора жидкости открывают кран на линии в мерник цементировочного агрегата и замеряют время истечения определенных объемов жидкости из бурильных труб и давление на манометре в начале и в конце истечения каждого объема жидкости. Среднюю величину показаний манометра принимают за перепад давления ΔP, под действием которого жидкость поступает из пласта в скважину. Каждый объем (порция) жидкости может быть различным (от 100 до 1000 л) и зависит от общего объема жидкости, закачанной в бурильные трубы, и числа точек, необходимых для построения индикаторной линии.

Замеры проводят до установления равновесия в системе бурильные трубы - пласт или до наступления установившегося перелива жидкости или неизменяющемся давлении на манометре. Зная объемы всех порций жидкости и время их истечения, определяют соответствующие им расходы Q . Полученные значения ΔP и Q используют для выбора способа ликвидации поглощений.

По окончании замеров в бурильные трубы нагнетают глинистый раствор в объеме, достаточном для полного вытеснения пластовой жидкости из труб и скважины в поглощающий пласт. Это исключает смешивание бурового раствора с пластовой жидкостью и ухудшение его свойств после окончания исследования.

I.5.2. Снятие кривых притока или восстановления давления с помощью испытателей пластов

Пластоиспытатели позволяют проводить селективные гидродинамические исследования поглощающих пластов с целью определения по полученным кривым притока или восстановления давления их параметров (коэффициентов продуктивности, гидропроводности и пьезопроводности, а также пластовых давлений).

I.6. Обработка результатов гидродинамических исследований

Проницаемый пласт в общем случае представляется из трех сред (трещиновато-кавернозной, среднепористой и мелкопористой), а математическая модель фильтрации воды в нем - уравнением

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = K_1\sqrt{\Delta P} + K_2 \Delta P + K_3 (\Delta P), \quad (3)$$

где Q - суммарный поток жидкости через проницаемый пласт;

Q_1, Q_2, Q_3 - потоки жидкости через трещиновато-кавернозную, среднепористую и мелкопористую среды.

Коэффициенты приемистости (продуктивности):

K_1 - трещиновато-кавернозной среды с размерами каналов от десятых долей миллиметра до нескольких сантиметров с фильтрацией жидкости по закону Краснопольского-Шези;

K_2 - среднепористой среды с размерами каналов от десятков микрометров до десятых долей миллиметра, где

жидкость движется по закону Дарси;

K_3 – мелкопористой среды с размерами каналов от нескольких до десятков микрометров, где жидкость фильтруется по закону, описываемому формулой $Q_3 = K_3 (\Delta P)^2$;

ΔP – перепад давления (депрессия) на проницаемый пласт.

Коэффициенты K_I, K_2, K_3 являются комплексными параметрами проницаемого пласта и рекомендуются к использованию при выборе наиболее эффективного метода изоляции.

Исходными данными для определения K_I, K_2, K_3 являются результаты гидродинамических исследований (ГДИ) проницаемых пластов, представленных значениями Q_i и ΔP_i $(i = 1,2 \ldots n)$.

Строгий аналитический расчет K_I, K_2, K_3 путем аппроксимации опытной зависимости $Q_i = f(\Delta P_i)$ уравнением (3) трудоемок. Поэтому для практических целей Мищевичем В.И. предложен упрощенный графоаналитический метод (приложение 2).

I.7. Определение раскрытия поглощающих каналов

Для определения раскрытия каналов применяют прямые или косвенные методы. К прямым методам относятся: фотографирование стенки скважины при непременном условии наличия в скважине воды и последовательная закачка различных размеров наполнителей. К косвенным относится метод оценки условного раскрытия поглощающих каналов по механическому каротажу бурения.

I.7.I. Оценка условного раскрытия поглощающих каналов по механическому каротажу

Метод основан на том, что приращение механической скорости бурения пропорционально раскрытию поглощающих каналов. Для площадей бурения Саратовской области выведена зависимость

$$\delta = 9,06 \cdot 10^{-7} \Delta\, v_м^{\,2,79}, \qquad (4)$$

где δ – условное раскрытие поглощающих каналов, мм;

$\Delta v_м$ – приращение средней механической скорости бурения при вскрытии зоны поглощения (в %) по отношению к граничным 5-метровым интервалам бурения.

С учетом закупоривающей способности тампонажных материалов предложены рекомендации по выбору метода изоляции в зависимости от условного раскрытия δ поглощающих каналов (приложение 3).

Для районов с другими геолого-техническими условиями зависимость $\delta = f(\Delta v_м)$ будет иной, однако данные о закупоривающей способности тампонажных материалов носят общий характер.

I.7.2. Методика оценки условного раскрытия поглощающих каналов по шламу

Анализ шлама при вскрытии зоны поглощения позволяет оценить величину раскрытия поглощающих каналов. Шлам отбирают до вскрытия поглощающего пласта в процессе его бурения и после проведения изоляционных работ.

Пробы отбирают шламоотборником, который устанавливается на 2-10 мин в желобе у устья скважины. Отобранный шлам промывают и просушивают.

Пробу шлама просеивают через набор сит с размером отверстий 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 мм. По результатам ситового анализа строят график распределения фракции шлама по весу и суммарную кривую. График распределения показывает весовые выходы частиц каждого размера в данной пробе. Его строят в виде гистограмм: на оси абцисс откладывают размеры фракций, а на оси ординат - выход фракций в %. Суммарную кривую строят в полулогарифмических координатах - на оси абцисс откладывают логарифмы диаметров фракций, а на оси ординат - суммарный вы-

ход фракций в %.

По характеру гистограмм и суммарной кривой определяют изменение фракционного состава шлама после вскрытия поглощающего пласта. В качестве критерия служит средний размер крупных фракций, уносимых в каналы пласта, по которому судят о раскрытии этих каналов. Принято, что размер поглощающих каналов в два-три раза больше средневзвешенного диаметра проникающих в них частиц шлама.

I.8. Определение направления и интенсивности водоперетоков по стволу скважины

I.8.I. Направление и интенсивность водоперетоков определяют с целью исключения их вредного влияния на качество изоляционных работ.

I.8.2. Для определения направления водоперетоков необходимо применить комплекс промыслово-геофизических исследований (термометрия, расходометрия и т.д.) в соответствии с п.I.2.

I.8.3. Для определения интенсивности водоперетока необходимо использовать расходомер, например, типа "Разведчик" Р-8, тарировав его применительно к условиям данной скважины.

I.8.4. Направление и интенсивность водоперетоков можно определить расчетным путем (см.приложение 4) на основании данных гидродинамических исследований каждого пласта, проводимых при неустановившихся отборах с целью определения приемистости пласта (см.п.I.4).

I.9. Определение уровня жидкости в скважине

I.9.I. По результатам замера уровней в поглощающих сква-

жинах с учетом параметров бурового раствора можно ориентировочно определить пластовое давление поглощающих пластов.

1.9.2. Для замера уровня жидкости в скважине используют лебедку Яковлева с поплавком, электроуровнемеры (ТатНИИ, ВНИИБТ, ЭВ-I) и эхолот ЭМ-52.

2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

2.I. Общие технологические мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора

2.I.I. При проводке скважины проблема предупреждения поглощения сводится к регулированию давления, действующего на стенки скважины, и кольматированию проницаемых пород.

При известных величинах давления начала поглощения (или давления ГРП) и гидростатического давления предупреждение поглощения заключается в регулировании гидродинамического давления путем ограничения скорости выполнения технологических операций.

2.I.2. На каждой разбуриваемой площади во всех вскрытых бурением зонах поглощения не менее чем в двух скважинах должны быть определены градиенты пластовых давлений и давлений гидроразрыва пластов для разработки обоснованных профилактических мероприятий по предупреждению осложнений и технологии изоляционных работ.

Пластовое давление должно определяться с помощью опробователя пластов со снятием кривой восстановления давления.

При бурении разведочных скважин и отсутствии достаточного количества промысловых данных о гидравлических разрывах пластов следует пользоваться значением модуля градиента давления

гидравлического разрыва пластов близлежащих площадей или определять давление ГРП в соответствии с разработанной СевКавнипинефтью "Методикой опрессовки пород в открытом стволе скважины с целью определения давления гидроразрыва" (Грозный, 1976 г.):

$$P_{гр} = (P_г - P_{пл}) \frac{M}{1-M} + P_{пл}, \qquad (5)$$

где $P_{гр}$ - давление гидроразрыва, МПа;

$P_г$ - горное давление, МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

M - коэффициент Пуассона (M = 0,3-0,5 в зависимости от глубины и типа породы).

2.I.3. С целью снижения гидростатического давления необходимую для бурения плотность раствора следует определять по формуле

$$\rho = \frac{\beta \cdot P_{пл}}{H} \cdot 100, \qquad (6)$$

где ρ - плотность бурового раствора, г/см^3;

β - коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым β=I,I при H ≤ I200 м; β=I,05 при H > I200 м;

H - глубина расположения пласта, м.

При замере плотности раствора, особенно при глубине скважины более 3000 м, следует обратить внимание на точность замера данного параметра приборами, а также учитывать содержание газа в растворе, определяя после замера истинную плотность по формуле

$$\rho = \frac{\rho' \cdot 100}{100 - C}, \qquad (7)$$

где ρ' – замеренное значение плотности, г/см^3;

c – содержание газа в буровом растворе, %.

В процессе циркуляции необходимо обеспечивать постоянство заданной плотности бурового раствора, допустимые колебания плотности по циклу $\pm$ 0,02 г/см^3.

2.I.4. При бурении долотами диаметром более 295 мм и глубине забоя менее I500 м вязкость и статическое напряжение сдвига бурового раствора рекомендуется максимально увеличить с учетом сохранения прокачиваемости насосами (растекаемость по конусу АзНИИ не менее I2 см). Во всех остальных случаях вязкость по СПВ-5 не должна превышать 25-35 с, СНС через I мин поддерживать менее I,5 Па (I5 мгс/см^2), через I0 мин - менее 5 Па (50 мгс/см^2). Водоотдачу необходимо снижать до 7 см^3 за 30 мин.

2.I.5. За 50 м до предполагаемой зоны поглощения рекомендуется перейти на роторный способ и уменьшить диаметр и длину УБТ, при этом расход бурового раствора поддерживается на минимально допустимом уровне и составляет, соответственно, для долот:

I90 мм	-	6-8 л/с;
2I5,9 мм	-	8-I0 л/с;
269,9 мм	-	I2-I5 л/с;
295,3 мм	-	I8-20 л/с;

Для снижения гидравлических сопротивлений при промывке в буровой раствор необходимо добавлять нефть (до I0-I5 %), графит, ССБ, ПФЛХ и другие реагенты в количестве 0,5-2 %.

2.I.6. Перед пуском бурового насоса для разрушения структуры промывочной жидкости с целью уменьшения величины пускового давления необходимо производить расхаживание бурильной колонны

с проворачиванием или вращением. Восстановление циркуляции производить одним насосом с одновременным приподниманием колонны на длину рабочей трубы и постепенным (за I-I,5 мин) перекрытием задвижки на выкиде. Второй насос следует подключить после восстановления полной циркуляции и снижения давления до нормального.

При восстановлении циркуляции производить спуск колонны бурильных труб с проворачиванием ротором не рекомендуется.

2.I.7. Величина гидродинамического давления значительно увеличивается вследствие образования сальников на долоте, а также на замковых соединениях бурильных труб. В связи с этим при бурении глинистых и других отложений, склонных к сальникообразованию, рекомендуется отрывать долото от забоя через каждые 5-8 мин с интенсивной промывкой и расхаживанием на длину ведущей трубы. Скорость движения инструмента вниз при его расхаживании и проработке ствола скважины не должна превышать 0,2 м/с.

2.I.8. После вскрытия зоны поглощения спуск инструмента производится с промежуточными промывками через 500-I000 м в обсаженном стволе, в башмаке последней колонны, а затем через каждые 200-300 м в скважинах, бурящихся долотами более I90 мм, а в скважинах, бурящихся долотами менее I90 мм, через каждые I00-200 м.

Во избежание возникновения больших величин гидродинамических давлений на пласт при спуске инструмента необходимо ограничить скорость движения инструмента до величин, приведенных в табл. 3.

Таблица 3

Местонахождение инструмента в стволе скважины	Диаметр ствола, мм	Допустимая скорость, м/с
В зоне поглощения и I00 м выше	I90 и менее	0,2-0,3
То же	более I90	0,3-0,4
Выше зоны поглощения на I00-300 м	I90 и менее	0,3-0,5
То же	более I90	0,5-0,7
Ниже башмака последней обсадной колонны (не доходя до зоны поглощения 300 м)	I90 и менее	0,5-0,7
То же	более I90	0,7-0,9

2.I.9. В особо сложных случаях, когда зоны поглощения представлены высокопроницаемыми породами и поглощения возникают при малых избыточных давлениях (I-2 МПа), могут использоваться специальные методы бурения: бурение при равенстве гидростатического и пластового давлений, бурение с применением двух растворов и бурение с плавающим столбом.

2.2. Применение наполнителей

2.2.I. Перед вскрытием поглощающих пластов, представленных пористыми или мелкотрещиноватыми породами, в буровой раствор вводятся наполнители, основные сведения о которых представлены в приложении 5. Ввод осуществляется равномерно (в течение 2-3 циклов промывки) через гидромешалку, приемную емкость или циркуляционную систему.

При этом раствор должен иметь минимально допустимую величину плотности и статического напряжения сдвига в пределах сох-

ранения способности удержания введенного в него наполнителя во взвешенном состоянии. Оптимальные количества наполнителей (массовая доля), вводимых в буровой раствор для предупреждения поглощения, при которых не нарушается нормальное бурение скважины, приведены в табл.4.

Таблица 4

Наполнители	Добавка наполнителей,%	
	при турбинном бурении	при роторном бурении
Древесные опилки	-	2,0-10,0
Целлофан до 12 мм	0,1-1,0	1,0-5,0
Кожа "горох" 5-10 мм	0,1-0,5	1,0-7,0
Кордное волокно 3-20 мм	0,1-0,2	1,0-5,0
Слюда флогопит до 10 мм	0,1-2,0	2,0-7,0
Керамзит размером до 5 мм	-	0,5-5,0
Резиновая крошка до 8 мм	-	0,5-5,0
Подсолнечная лузга	-	0,5-5,0
Ореховая скорлупа 2-8 мм	-	1,0-5,0

2.2.2. Для предупреждения поглощений наполнители могут применяться не только отдельно, но и в смеси друг с другом, при этом общее количество наполнителей в растворе не должно превышать оптимального. Необходимо, чтобы применяемый комплекс наполнителей включал в себя гранулированные волокнистые и пластинчатые наполнители.

2.2.3. В случае, если при бурении турбинным способом

добавки наполнителя в максимально допустимом количестве не предотвращают поглощение бурового раствора, следует, где это возможно, перейти на роторное бурение интервала поглощения и, соответственно, увеличить количество добавляемого наполнителя. Тип наполнителя и его концентрация в растворе выбирается конкретно для каждой скважины.

2.2.4. При промывке скважины раствором с наполнителем необходимо снимать сетки вибросит или направлять раствор, минуя вибросита. Бурение с наполнителем производится до прекращения поглощения, после чего буровой раствор пропускается через вибросита и работа продолжается без наполнителя.

2.3. Применение аэрированных буровых растворов

2.3.I. При бурении скважин с аномально-низким пластовым давлением (градиент пластового давления менее 0,0I МПа/м), при отсутствии обвалообразований и газонефтепроявлений, когда обычным порядком обеспечить необходимое снижение плотности бурового раствора становится затруднительным, следует производить его аэрирование, которое позволяет обеспечить равновесие гидростатического и пластового давлений в течение времени прохождения поглощающего пласта.

2.3.2. Аэрирование производится путем подачи в нагнетательную линию буровой установки воздуха с помощью передвижных компрессорных установок УКП-80, КПУ-I6/I00, КПУ-I6/250, 4НО/4, 4НО2аМ и др.

2.3.3. Устье скважины при использовании аэрированных буровых растворов должно герметизироваться с помощью вращающихся превенторов типа ПВ-307х200, ПВ-307х320, ПВ-230х320 ВрI и др., а также разработанных ВНИИБТ герметизирующих устройств типа

ГУВ, ГУС и ГУ.

Бурильная колонна и нагнетательные линии буровых насосов и компрессорных установок оборудуются обратными клапанами.

2.3.4. Выбор степени аэрации (соотношения объемов аэрируемой жидкости и воздуха) производится из условия получения заданной величины гидростатического давления в соответствии с приложением 6. При этом расход жидкой фазы должен соответствовать требованиям п. 2.1.5 для достижения выноса выбуренной породы, а расход воздуха должен обеспечивать заданную степень аэрации.

2.3.5. Аэрированию могут подвергаться все виды буровых растворов и выбор их типа определяется конкретными геолого-техническими условиями, причем в качестве аэрируемой жидкости наиболее распространены вода и глинистый раствор. Во всех случаях рекомендуется обработка раствора поверхностно-активными веществами (сульфонол, сульфонат, мылонафт, ОП-7, ОП-10 и др.); объемная доля ПАВ 0,2–1,0 %.

2.3.6. При бурении в зонах поглощения, представленных пористыми и мелкотрещиноватыми породами, введение воздуха в жидкость может производиться без использования компрессорных установок. Раствор насыщается воздухом путем интенсивного перемешивания в глиномешалке или же в приемных емкостях с распылением струи раствора об щит. Для аэрации используется глинистый раствор плотностью не более 1,12 г/см^3, имеющий СНС не менее 4 Па (40 мгс/см^2), причем в исходный раствор добавляется ПАВ в соответствии с п. 2.3.5. Снижение гидростатического давления за счет такой обработки небольшое (до 1 МПа), в связи с чем областью его использования являются скважины с глубиной до 1500 м, однако структурно-механические свойства раствора

значительно улучшаются и происходит закупоривание пор и мелких трещин.

В процессе бурения таким раствором необходим систематический контроль за содержанием твердой фазы (глинистых частиц), изменением структурно-механических свойств и плотности выходящего из скважины аэрированного раствора и регулирование этих свойств путем ввода в буровой раствор твердой фазы и ПАВ.

3. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ

В качестве тампонажных смесей для изоляции зон поглощений применяются растворы на основе неорганических вяжущих, полимеров и на глинистой основе. В зависимости от начальных структурно-механических свойств все смеси можно условно разделить на растворы и пасты. К растворам относятся смеси, имеющие хорошую текучесть - растекаемость более 10-12 см, а к пастам - смеси с меньшей растекаемостью.

3.1. Тампонажные растворы на основе неорганических вяжущих

3.1.1. Смеси на основе портландцементов

Для приготовления тампонажных смесей применяют портландцемент (ГОСТ 1581-78) и его разновидности: утяжеленный, песчанистый, солестойкий, низкогигроскопичный. Сроки схватывания и технологические свойства смесей регулируются добавками: ускорителями, замедлителями и поверхностно-активными веществами (ПАВ). В качестве ускорителей применяются хлористый кальций ($CaCl_2$), кальцинированная сода (Na_2CO_3), углекислый калий (поташ - K_2CO_3), хлористый алюминий ($AlCl_3$), хлористый натрий ($NaCl$), фтористый натрий (NaF), каустическая сода ($NaOH$), жидкое стекло (Na_2SiO_3), сернокислый глинозем

($Al_2(SO_4)_3$), высокоминерализованная вода хлоркальциевого типа. Добавка этих реагентов в количестве до 6 % позволяет получать быстросхватывающиеся смеси (БСС) с началом схватывания I-2 часа.

При применении ускорителей, поставляемых в виде раствора, необходимо знать содержание в нем сухого вещества. В табл. 5 указано содержание сухого реагента в I м^3 раствора в зависимости от его плотности.

Таблица 5

Плотность раствора ускорителя, г/см^3	Содержание реагента, кг на I м^3 раствора				
	Na_2SiO_3	$CaCl_2$	Na_2CO_3	$Al_2(SO_4)_3$	$NaOH$
I,05	-	-	-	I06	47,3
I,I0	II0	82	I20	2I0	96,6
I,I5	I53,5	I32	I95	3I0	I55,8
I,20	I96	I82	274	4I0	2I3,7
I,25	238,5	232	336	5I0	282,I
I,30	282	282	430	-	36I,0
I,35	323,5	332	490	-	43I,8
I,40	356	382	-	-	507,9

Плотность раствора ускорителя необходимо проверять непосредственно перед применением.

При приготовлении БСС ускорители схватывания вводят в воду затворения или в затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом.

БСС обычно применяются при температурах не выше 70 °С.

3.I.2. Смеси с добавками специальных цементов

К специальным цементам относятся глиноземистый, гипсоглиноземистый и пуццолановые цементы.

Глиноземистый цемент используют как добавку в тампонажный цемент в количестве не более 20 % от массы смеси, при этом начало схватывания сокращается до 20–30 мин.

Предел прочности тампонажного камня на изгиб при твердении в пластовой воде через 2 суток равен I,4–I,7 МПа.

При вводе в глиноземистый цемент фтористого натрия (NaF) смеси становятся быстросхватывающимися и быстротвердеющими. При вводе до 4 % NaF начало схватывания сокращается до 30–40 мин, а предел прочности на изгиб через 2 суток составляет более 6 МПа.

Гипсоглиноземистый цемент (ГГЦ) является расширяющимся быстросхватывающимся и быстротвердеющим вяжущим, но из-за высокой стоимости его чаще применяют в смеси с другими цементами. Начало схватывания ГГЦ, затворенного при В/Ц = 0,5, не превышает I,5 ч, а конец – 2 ч. Предел прочности на изгиб через 2 суток составляет 3,2–5,0 МПа.

Быстросхватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении 20–30 % гипсоглиноземистого цемента в тампонажный цемент (по массе). Получаемый цементный камень имеет расширение до 5 %.

Для получения облегченного состава к смеси тампонажного и гипсоглиноземистого цемента добавляется до 30 % диатомита с влажностью не более 6 %. При этом плотность его снижается до I,55 г/см^3, начало схватывания равно I–I,5 часа, а предел прочности через 2 суток составляет 5–7 МПа.

Расширяющийся быстросхватывающийся цемент можно получить путем ввода в глиноземистый цемент до 25 % строительного гипса. Начало схватывания таких смесей сокращается до 20 мин, растекаемость равна I6–I7 см, а предел прочности на сжатие через 4

часа колеблется в пределах 2-8 МПа.

Пуццолановые смеси для изоляции зон поглощений получают путем добавления к тампонажному цементу активных минеральных добавок (опоки, трепела, диатомита).

В качестве основы можно использовать портландцемент, расширяющийся портландцемент (РПЦ), трепел-тампонажный цемент (ТТЦ) и др.

Для регулирования сроков схватывания используют ускорители схватывания (хлористый кальций, кальцинированную соду и др.) в количестве 4-6 %по массе сухой цементной смеси. Пуццолановые смеси отличаются более интенсивным загустеванием и меньшей плотностью (I,65-I,70 г/см^3) по сравнению с цементными растворами, не содержащими активные минеральные добавки. Пуццолановая добавка вводится в смесь в количестве 30-50 % (при соотношении её с цементом от I:3 до I:I).

3.I.3. Гипсовые растворы

Для изоляции поглощающих пластов с температурой 25-35 ^{o}С применяются смеси на основе высокопрочного, строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителей схватывания.

Так как свойства гипса резко меняются во времени, необходимо производить анализ не ранее чем за 2 суток до применения, а сроки схватывания, кроме того, необходимо определять непосредственно перед проведением изоляционных работ.

Смеси на основе высокопрочного гипса применяются с такими замедлителями схватывания, как триполифосфат натрия (ТПФН), КМЦ, ССБ, тринатрийфосфат (ТНФ), бура, нейтрализованный черный контакт (НЧК) и др.

Смеси на основе строительного гипса имеют высокую скорость структурообразования, однако прочность структуры несколько

меньше, чем у растворов высокопрочного гипса.

Смеси на основе водостойкого гипса приготавливаются из вяжущего, представляющего собой смесь строительного гипса и пуццоланового портландцемента. В табл. 6 приведены свойства гипсовых растворов с различным содержанием замедлителя ТПФН при атмосферных условиях.

3.I.4. Гипсоцементные растворы

Эти смеси обладают короткими сроками схватывания и твердения и дают высокопрочный камень через 3-4 ч после затворения смеси. Проницаемость гипсоцементного камня через 4 ч после затворения смеси водой не превышает $9 \cdot 10^{-11}$ см^2, а через 24 ч - $0{,}5 \cdot 10^{-11}$ см^2.

Гипсоцементные смеси включают в себя строительный и высокопрочный гипс, тампонажный цемент и замедлитель схватывания.

Приготовление смеси производится смешением гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешением раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента, затворенного на воде. Объемное соотношение растворов регулируется числом оборотов двигателей цементировочных агрегатов.

Сроки схватывания гипсоцементных смесей регулируются в пределах от 20 мин до I ч с помощью замедлителей ТПФН, ГИФН, ССБ и др.

Плотность смеси равна I,72-I,8 г/см^3, а прочность камня через 4 часа - 0,7-2 МПа.

С целью предотвращения схватывания гипсоцементного раствора в бурильных трубах необходимо вначале закачать I м^3 водного раствора замедлителя, на котором производилось затворение гипса.

Таблица 6

Тип гипса	Добавка ТПФН, %	В/Г	Плотность, г/см³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность на сжатие через 4 ч, МПа
					начало	конец	
I	2	3	4	5	6	7	8
Высокопрочный	0,0I	0,5	I,72	I9,5	0-I5	0-20	4,2
	0,03	0,5	I,72	20,5	0-25	0-30	4,5
	0,075	0,5	I,72	20,5	0-35	0-45	4,5
		0,8	I,57	> 25	0-22	0-25	2,3
		I,0	I,46	> 25	0-24	0-30	0,8
		I,4	I,34	> 25	0-32	0-40	0,3
Строительный	0,I	0,7	I,68	20,0	0-I0	0-20	3,9
	0,4	0,7	I,68	22,0	0-40	0-55	I,I
	0,5	0,6	I,68	I8,5	0-40	I-00	3,7
	I,0	0,6	I,67	20,0	I-50	2-I0	I,I
Водостойкий	0,I	0,6	I,65	22,0	0-I0	0-25	3,8
	0,3	0,6	I,65	22,0	0-20	0-30	I,9
	0,4	0,6	I,64	22,0	0-30	0-40	I,5
	0,5	0,6	I,64	22,0	0-40	0-50	I,3
	0,7	0,6	I,64	2I,0	0-50	I-00	0,6

3.I.5. Гельцементные растворы

Их готовят из тампонажного цемента и глинопорошка путем смешивания сухих компонентов с последующим их затворением на воде, затворением цемента на глинистом растворе или затворением цемента на воде с последующим смешением с глинистым раствором. Для сокращения сроков схватывания в растворы добавляются ускорители (см. п. 3.I.I). Гельцементные растворы имеют пониженную плотность (I,7 - I,8 г/см^3) и высокую скорость структурообразования.

3.I.6. Тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ)

Он обладает повышенной закупоривающей способностью за счет увеличения степени дегидратации раствора при поступлении его в зону поглощения . ТРВВ готовят смешением цементного раствора плотностью I,35-I,45 г/см^3 и бентонитового раствора плотностью I,I8-I,2 г/см^3 в соотношении I:2. Для более сложных зон поглощений ТРВВ необходимо приготавливать из цементного и бентонитового (или глинистого) растворов с теми же параметрами в соотношении I:I. ТРВВ имеет большую вязкость и высокую водоотдачу, благодаря чему фильтрат уходит в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми метериалами и наполнителями (опилками и др.).

Для заливки ТРВВ используются 2 цементировочных агрегата (ЦА) и смесительные машины. В I-м ЦА готовят цементный раствор, во 2-м - глинистый раствор из бентонита. Растворы смешиваются в тройнике, в результате получается ТРВВ, который по бурильным трубам транспортируется до зоны поглощения. При приготовлении глинистого и цементного растворов добавляется хлористый кальций, смешанный с опилками.

Следом за ТРВВ с целью получения прочного тампонажного камня приготавливают гельцементный раствор, затворенный на водном растворе хлористого кальция, ранее заготовленного в емкостях двух агрегатов. Приготовление гельцемента производится I-м агрегатом и смесительной машиной. Раствор хлористого кальция из 2-го агрегата перекачивается в I-й агрегат водяным насосом.

3.I.7. Смеси, затворенные на углеводородной жидкости

Смеси, затворенные на углеводородной жидкости (чаще всего на дизельном топливе), приобретают высокую пластическую прочность после замещения дизельного топлива водой у зоны поглощения.

Прочность получаемого тампонажного камня зависит от концентрации вяжущего вещества. Для получения подвижного, легко прокачиваемого раствора при высоком содержании твердой фазы рекомендуется вводить в него поверхностно-активные вещества (крезол, кубовые остатки этилового эфира ортокремниевой кислоты и др.). ПАВ способствуют также отделению дизельного топлива после закачивания смеси в пласт.

Соляроцементно-бентонитовая смесь (СЦБС) на основе дизельного топлива имеет следующий состав: I000-I200 кг бентонитового глинопорошка, 300-500 кг цемента и 0,5-I % ПАВ от массы смеси на I $м^3$ дизельного топлива.

При смешивании на забое СЦБС с водой или глинистым раствором в соотношении от I:0,5 до I:I образуется нерастекаемая тампонажная паста, имеющая высокую пластическую прочность.

Для сокращения сроков схватывания в СЦБС рекомендуется добавлять жидкое стекло с концентрацией не менее 30 % в количестве до I0 %.

3.2. Тампонажные растворы на основе полимеров

Полимерные тампонажные смеси имеют ряд преимуществ перед

растворами минеральных вяжущих, а именно: малую плотность, удобство регулирования сроков схватывания, хорощую фильтруемость в пористых средах, отсутствие проницаемости тампонажного камня, высокую прочность и агрессивостойкость тампонажного камня.

3.2.I. Тампонажная смесь СКМ-I9

Смесь разработана на основе водорастворимой карбамидной смолы М-I9-62. Карбамидные (мочевиноформальдегидные) смолы доступны, технологичны, имеют сравнительно невысокую стоимость, низкую токсичность, достаточно высокую устойчивость к разбавлению водой. В качестве отвердителя в смеси СКМ-I9 используется водный раствор хлорного железа. Время загустевания регулируется количеством вводимого отвердителя. После потери текучести происходит интенсивное отверждение смеси и быстрое нарастание прочности тампонажного камня. В табл.7 приведены показатели смеси на основе смолы М-I9-62 марки "Б".

Таблица 7

$t°C$	Объемная доля 30% раствора $FeCl_3$ в смоле, %	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность через 6 ч, МПа	
		начало	конец	на изгиб	на сжатие
24	I,00	0-50	I-I0	> I5*	> 30*
24	0,75	I-25	I-55	> I5	> 30
24	0,50	2-00	3-00	> I5	> 30
50	0,25	0-50	I-00	I2,7	24,2
70	0,I8	0-50	0-55	3,2	6,2
90	0,08	0-50	I-05	I,6	4,2

*) - разрушение образца на МИИ-I00 и ПСУ-I0 не происходит ввиду его высокой упругости.

Смесь выдерживает разбавление минерализованной водой в соотношении I:2, изменяя при этом сроки схватывания на 40%. При разбавлении водой в соотношении I:I сроки схватывания увеличиваются не более, чем на I0%.

3.2.2. Смеси на основе латексов

I) Смеси на основе малоконцентрированных латексов (МКЛ). Смеси МКЛ содержат в качестве основного компонента латексы СКМС-30АРК, ДВХБ-70, ДВМП-I0Х и СКС-30ШХП с содержанием 25-30% сухого вещества. Эти латексы коагулируют в водном растворе хлористого кальция, образуя плотную резиноподобную массу. При вводе их в цементный или глинистый раствор образуется неплотная масса. Перед использованием МКЛ структурируют путем введения 0,5-I% к массе МКЛ порошкообразной КМЦ при круговой циркуляции латекса. Если КМЦ используется в виде раствора, то следует вводить I0% к объему латекса 5-7% раствора КМЦ.

Структурирование латексов способствует равномерному распределению в них наполнителей. Оптимальная добавка наполнителей (опилки, кордное волокно, мелкий керамзит, мелкая резиновая крошка) - I00-I20 кг на I $м^3$ латекса.

В промысловых условиях применяют две технологические схемы закачивания МКЛ в скважину.

Первая схема предусматривает коагуляцию МКЛ на поверхности в специальном устройстве, которое состоит из центральной трубы, бокового патрубка и камеры смешения. Устройство включают в нагнетательную линию цементировочных агрегатов и прокачивают латекс по центральной трубе, а раствор хлористого кальция с наполнителем - через боковой патрубок.

При отсутствии устройства используется тройник тампонажной линии. Максимальная концентрация хлористого кальция в водном растворе коагулюма - 3%. МКЛ смешивается с раствором хлористого кальция в соотношении I:I по объему.

По второй схеме закачивание МКЛ производится порциями (не менее 3-х), разделенными 3%-ным водным раствором хлористого кальция в объеме не менее порции латекса. Между МКЛ и водным раствором хлористого кальция закачивают буферную жидкость - пресную воду в объеме 300-500 л. Оптимальный объем одной порции МКЛ равен I-2 $м^3$. Общий объем раствора должен быть в I,5-2 раза больше объема латекса.

В целях надежной коагуляции МКЛ в пласте в начале изоляционных работ в скважину следует закачать 2-3 $м^3$ водного раствора хлористого кальция. Изоляционные работы необходимо проводить с применением пакера. После ввода МКЛ закачивают 2-3 $м^3$ водного раствора хлористого кальция, после чего закачивают БСС.

БСС используется для закрепления коагулюма латекса в поглощающем пласте. Оптимальный расход МКЛ на изоляцию I зоны полного поглощения - 5-8 $м^3$, а БСС - 8-I2 т.

2) Смесь на основе латекса и глинистого раствора.

Состав и свойства этой смеси при атмосферных условиях приведены в табл.8.

Таблица 8

Соотношение латекса и 40%-го глинистого раствора*	Массовая доля, %			Плотность, г/$см^3$	P_m кПа
	латекс СКС-50 КПП	глинопорошок	вода		
I:I,5	34,7	26,I	39,2	-	I,6
I:I	44,4	22,3	33,3	I,I2	3,2
I,5:I	54,5	I8,2	27,3	-	5,0

*) глинистый раствор из альметьевского глинопорошка.

3.3. Тампонажные пасты на глинистой основе

Пасты на глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны, которые применяются для проведения предварительных операций по изоляции зон интенсивных поглощений с последующей закачкой БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения.

3.3.I. Соляробентонитовая смесь (СБС)

Она готовится следующим образом:

без добавок ПАВ - на I $м^3$ дизельного топлива (нефти) I-I,2 т бентонитовой глины;

с добавкой 0,5% ПАВ (например, крезола, кубовых остатков этилового эфира ортокремниевой кислоты и др.) - на I $м^3$ дизельного топлива (нефти) I,2-I,5 т бентонитовой глины.

Добавка ПАВ дает возможность затворить в единице объема дизельного топлива большее количество бентонитовой глины, а также способствует лучшему отделению дизтоплива в каналах поглощающего пласта.

Объем смеси не должен превышать 5,0 $м^3$. Для закачивания следует использовать не менее 3-х цементировочных агрегатов. При прокачивании смесь должна быть изолирована от продавочной жидкости буферными порциями дизельного топлива (верхней и нижней) по 0,5 $м^3$ каждая. При вытеснении СБС из бурильных труб в заколонное пространство прокачивают глинистый раствор в количестве 0,5-I,0 её объема, в результате чего смесь быстро загустевает и через I5 мин приобретает пластическую прочность, равную 40,0-60,0 кПа.

3.3.2. Вязкая тампонажная паста (ВТП)

Вязкая тампонажная паста содержит в зависимости от качества до 10–60% глины, затворенной на водном растворе хлористого кальция (массовая доля сухого реагента 0,5–1,5%). ВТП имеет плотность 1,08–1,28 г/см^3, условную вязкость 40–125 с и СНС через 1 и 10 мин, соответственно, 6–7,5 и 7,5–9 Па.

3.3.3. Глинистая паста с гипаном

Коагулированную гипаноглинистую пасту можно получить путем смешивания глинистого раствора, приготовленного на 15–20%-м водном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 8–10%-ной концентрации. В минерализованный раствор, содержащий хлористый кальций, добавляют наполнители из расчета 20–30 кг на 1 м^3 бурового раствора.

Приготовление смеси на буровой осуществляется с применением 2-х цементировочных агрегатов. В емкости первого готовят 5–6 м^3 минерализованного бурового раствора с наполнителями, в емкость другого заливают 4–6 м^3 гипана. Компоненты смеси в равных объемах одновременно закачиваются через тройник.

3.3.4. Глинистая паста с полиакриламидом

Высоковязкая полиакриламидглинистая паста образуется при смешивании 1%-го раствора полиакриламида с минерализованным глинистым раствором в соотношении 1:3. Вязкость глинистого раствора по СПВ-5 должна быть не более 45 с. После пасты необходимо закачать БСС.

3.4. Тампонажные пасты на основе неорганических вяжущих

3.4.I. Соляро-цементная паста

Пасту с пластической прочностью I,8–5 кПа получают при смешивании в тройнике-смесителе цементировочного агрегата цементного раствора на водной основе плотностью I,84 г/см^3 и соляро-цементного раствора плотностью I,20–I,45 г/см^3 в объемном соотношении 0,5÷I,3. Сроки схватывания регулируются добавками хлористого кальция. Соотношение объемов растворов контролируется по расходу единицы объема цементного раствора и единицы объема соляро-цементного раствора.

3.4.2. Цементно-глинистая паста

Цементно-глинистую пасту получают путем смешивания в тройнике-смесителе нагнетательной линии цементного раствора на водной основе и соляро-глинистого раствора. Цементный раствор должен иметь плотность I,80–I,84 г/см^3 и растекаемость I8–20 см при В/Ц=0,5. Соляро-глинистый раствор должен иметь плотность I,24–I,26 г/см^3. Начальная пластическая прочность тампонажной пасты зависит от соотношения объемов перемешиваемых растворов и плотности соляро-глинистого раствора. Увеличение содержания бурового раствора, как и увеличение его плотности, приводит к увеличению начальной пластической прочности. Хорошую прокачиваемость через бурильные трубы и эффективность при тампонировании интенсивных зон поглощений имеют пасты с начальной пластической прочностью, равной I,8–2,5 кПа.

Сроки твердения пасты регулируются добавлением в цементный раствор ускорителей схватывания и они могут изменяться от I,5 до 5 часов.

3.4.3. Метасоцементная паста

Метасоцементную пасту получают путем ввода водно-щелочного раствора метаса 10-15%-ной концентрации в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлористого кальция. Метасо-содовое отношение равно 5-6.

В состав пасты входит 0,4-1% метаса и 5-15% хлористого кальция, при этом сроки схватывания изменяются от 1 до 3 часов, а пластическая прочность достигает 1,5-2 кПа.

3.4.4. Гипано-цементная паста

Гипано-цементная паста получается путем впрыскивания товарного раствора гипана (гидролизованного полиакрилонитрила) 10%-ной концентрации, являющегося активным пастообразователем, в цементную суспензию, приготовленную на чистой воде, и смешения полученного состава с цементной суспензией, приготовленной на водном растворе хлористого кальция, при следующем соотношении компонентов, массовая доля:

Портландцемент тампонажный	- 100
Гипан	- 0,7-1,0
Хлористый кальций	- 3-5
Вода	- 50-60

Пластическая прочность пасты колеблется в пределах 2-5 кПа, начало загустевания - 0,5-1,5 часа, начало схватывания - 2,5-3,5 часа.

Следует учитывать, что при введении гипана в цементную суспензию, содержащую более 2% хлористого кальция, могут возникнуть затруднения из-за образования в растворе отдельных полимерных сгустков.

3.4.5. Полиакриламид-цементная паста

Эту пасту получают путем смешивания цементной суспензии,

приготовленной на водном растворе полиакриламида (ПАА), и цементной супензии на основе водного раствора хлористого кальция, при следующем соотношении компонентов, массовая доля:

Портландцемент тампонажный	- 100
ПАА (основное вещество)	- 0,14-0,2
Хлористый кальций	- 3,5-5
Вода	- 55-60

Пластическая прочность пасты колеблется в пределах 2-3 кПа, начало загустевания - 1-3 часа, начало схватывания 2,5-3,5 часа. Для повышения закупоривающих свойств состава рекомендуется вводить в него до 1% модифицированного бентонита или инертного наполнителя (по весу сухого цемента).

Полиакриламид - цементную пасту с аналогичными свойствами можно готовить также на основе гидролизованного полиакриламида путем впрыскивания водно-щелочного его раствора 2,5-3%-ной концентрации в цементную суспензию, приготовленную на водном растворе хлористого кальция, при следующем соотношении компонентов, массовая доля:

Портландцемент тампонажный	- 100
ПАА (основное вещество)	- 0,05-0,2
Сода кальцинированная	- 0,012-0,05
Хлористый кальций	- 3,5-5
Вода	- 45-50

Содовый компонент повышает активность ПАА и закупоривающие свойства пасты. Оптимальное полиакриламид-содовое отношение равно 4.

3.4.6. Гельцементная паста с полиакриламидом

Эту пасту получают при смешивании цементного раствора плотностью I,5 г/см^3, затворенного на водном растворе полиакриламида концентрации 0,25-0,3%, и глинистого раствора вязкостью 45 с по СПВ-5 в объемном отношении I:I. Получаемая высокоструктурированная нерастекаемая тампонажная смесь имеет плотность I,33-I,4 г/см^3. Смесь получают непосредственно в скважине при одновременной подаче цементного раствора с полиакриламидом в бурильные трубы, а глинистого раствора - в заколонное пространство.

4. ИЗОЛЯЦИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ

4.I. Общие положения

4.I.I. При планировании изоляционных работ рассчитывают объем смеси, определяют ее состав и свойства в соответствии с раскрытием основных каналов и данными об интенсивности поглощения, определяют способ доставки смеси к зоне поглощения, глубину спуска бурильных труб, место установки пакера, проводят расчет параметров процесса изоляции и намечают мероприятия по безаварийному проведению изоляционных работ.

4.I.2. Управление изоляционной операцией сводится к достижению соответствия структурно-механических свойств смеси раскрытию основных каналов путем чередования закачек определенных порций тампонажной смеси и периодических остановок с одновременным контролем ее параметров по данным замеров структурно-механических свойств на устье; контроля уровня жидкости в скважине, объема задавленной в пласт смеси и избыточного давления при поступлении смеси в поглощающие каналы.

4.I.3. Для правильного планирования изоляционной операции необходимо иметь исходные данные: глубина кровли и мощность поглощающего пласта, размер основных поглощающих каналов, статический и динамический уровень жидкости в скважине, объем бурового раствора в запасных емкостях.

4.I.4. Технологической службой буровых предприятий должны составляться регламенты по профилактике и ликвидации поглощений в скважинах, где в процессе бурения ожидается вскрытие поглощающих интервалов. В регламентах должны найти отражение профилактические мероприятия, исследовательские работы, организационные вопросы (заблаговременная доставка материалов) и технология изоляции.

4.I.5. С целью сокращения простоев в период борьбы с поглощениями и более гибкого планирования изоляционных работ база бурового предприятия должна быть укомплектована минимальным комплексом устройств и материалов для ликвидации поглощений.

4.I.6. Изоляционные работы в поглощающей скважине целесообразно начинать при условии полного вскрытия поглощающего интервала и углубления скважины ниже зоны поглощения на 5-I0 м. Проведение изоляционных операций до полного вскрытия зоны поглощения допускается только в исключительных случаях (большие потери бурового раствора, наличие зон обвалообразований, водогазопроявлений и т.д.).

4.I.7. Во избежание осложнения изоляционных работ из-за наличия межпластовых перетоков тампонирование рекомендуется производить по мере вскрытия поглощающих пластов или последовательно снизу вверх после вскрытия нескольких зон поглощений с разобщением изолируемой зоны с помощью пакера.

4.I.8. Для изоляции зон поглощений применяются следующие способы: намыв наполнителей, закачивание тампонов, закачивание тампонажных растворов, применение перекрывающих устройств, спуск секций труб и др.

4.2. Технология изоляции поглощающих пластов

4.2.I. Для проведения изоляционных работ производят выбор тампонажных смесей и наполнителей, определяют их объем и свойства, способ и скорость доставки смеси и глубину спуска бурильных труб или пакера.

Перед проведением изоляционных работ образцы подобранной тампонажной смеси испытывают в лаборатории при соответствующей температуре. При этом определяют плотность смеси, растекаемость, сроки схватывания, пластическую прочность и загустевание по консистометру в течение заданного времени. До начала операции уточняют пластовое давление изолируемого пласта.

Обвязка цементировочных агрегатов с бурильными трубами должна обеспечить закачивание смеси через цементировочную головку, если бурильные трубы не предполагается расхаживать (при установке пакера), или через буровой шланг и квадратную штангу для обеспечивания расхаживания бурильных труб во время закачивания тампонажной смеси и продавочной жидкости. Буровой раствор, используемый для продавливания, должен быть стабилизирован и перемешан. Плотность его должна равняться плотности бурового раствора в скважине или превышать ее на 0,02 г/см^3. При необходимости перед тампонажной смесью и после нее закачивают буферную жидкость (2-3 м^3). В случае необходимости перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины. Одновременно на поверхности контролируют пластическую прочность пробы смеси. Перед разбуриванием цементного

моста скважину прорабатывают роторным способом, не допуская посадок инструмента.

Все технологические операции должны быть отражены в планах изоляционных работ, там же указывают ответственных исполнителей. Планы утверждает главный инженер УБР, а в особо сложных случаях поглощений - руководители объединения. По окончании изоляционных работ составляют акт на ликвидацию поглощения.

4.2.2. Выбор тампонажных смесей производится на основании сведений о характеристике поглощающего пласта с учетом накопленного опыта изоляционных работ.

Ориентировочно выбор пластической прочности смеси и диаметра твердых частиц для каналов различного раскрытия можно проводить по табл. 9.

Таблица 9

Раскрытие каналов, мм	Пластическая прочность (в начале закачивания), кПа	Размер частиц твердой фазы или наполнителя, мм
0,25-1,0	0,3-0,4	0,1-0,5
1-5	0,5-1,0	0,5-2,0
5-20	2,0-5,0	2-7
> 20	5,0-10,0	7

Для ликвидации интенсивных поглощений снижают подвижность смеси путем добавления наполнителей, а для изоляции пластов слабой приемистости - повышают проникающую способность раствора с помощью реагентов-стабилизаторов.

Например, добавка 0,2% КССБ к раствору тампонажного цемента (В/Ц=0,5) снижает вязкость раствора в 1,5-2 раза. О соот-

ветствии свойств выбранного тампонажного материала фактическому раскрытию каналов поглощающего пласта судят по величине избыточного давления, возникающего в начале изоляционных работ.

Количество тампонажной смеси, необходимое для изоляции зоны поглощения, зависит от диаметра скважин, интенсивности поглощения, мощности поглощающего пласта. Обычно количество смеси принимается равным пятикратному объему ствола скважины в интервале поглощающего пласта.

Если принять, что смесь проникает в поглощающие каналы на 0,5 м и учесть её потери при транспортировке по бурильным трубам, то минимально необходимый объем тампонажной смеси может быть определен по формуле:

$$\mathcal{V}_ц = 0{,}785[m h_п (2D-1) + H_ц D^2] + \mathcal{V}'_ц \frac{H_{тр}}{1000}, \qquad (8)$$

где m – коэффициент пористости, %;

$h_п$ – мощность зоны поглощения, м;

D – диаметр скважины, м;

$H_ц$ – общая высота цементного моста в скважине, м;

$\mathcal{V}_ц$ – объем испорченной смеси на 1000 м бурильных труб, $м^3$ (для труб диаметром 114–141 мм $\mathcal{V}'_ц = 0{,}7$ $м^3$/1000 м).

4.3. Доставка тампонажных растворов к зоне поглощения

4.3.1. Доставка тампонажных смесей к зоне поглощения по стволу скважины

Закачивание тампонажной смеси по стволу скважины применяется при интенсивности поглощения свыше 30 $м^3$/ч, глубине скважины не более 600 м, если необсаженная часть ствола скважины сложена устойчивыми породами при отсутствии в интервале зоны поглощения шламовых стаканов, когда выше зоны поглощения

нет высокопроницаемых пластов. Закачивание тампонажной смеси в скважину осуществляется через спущенную в нее одну трубу или через отвод превентора. Для предупреждения разбавления тампонажной смеси жидкостью скважины перед смесью закачивают порцию глинистого раствора с высокой вязкостью ("не течет") в объеме, обеспечивающем заполнение ствола скважины в интервале 50-100 м.

Тампонажную смесь закачивают в скважину и задавливают в пласт в несколько приемов.

Объем первой порции продавочной жидкости рассчитывают из условия, чтобы 1/3 тампонажной смеси вошла в поглощающий пласт.

После закачивания первой порции продавочной жидкости определяют установившийся уровень.

Наличие избыточного давления после задавливания 1/3 части тампонажной смеси показывает, что смесь подобрана правильно. Если $\Delta P = 0{,}1-0{,}5$ МПа, то в зависимости от типа смеси ее выдерживают в стволе от 5 мин до 30 мин, а затем задавливают в пласт, оставляя мост высотой 20-30 м над кровлей зоны поглощения.

Если $\Delta P = 0{,}5$ МПа, то остановку делать не рекомендуется, и смесь сразу же задавливают в пласт из расчета сохранения такого же моста в скважине.

Если избыточное давление отсутствует, необходимо выдержать тампонажную смесь в стволе. Продолжительность остановки зависит от скорости изменения пластической прочности смеси, контролируемой по пробе в процессе операции, диаметра скважины и высоты столба тампонажной смеси. При этом давление страгивания смеси не должно превышать давления опрессовки колонны или гидроразрыва пласта.

Объем второй порции продавочной жидкости рассчитывают из условия продавливания в пласт смеси в объеме, соответствующем двадцатиметровому интервалу ствола скважины. После этого опять замеряют уровень жидкости в скважине, сопоставляют его с расчетным и определяют избыточное давление на пласт. При $\Delta P > 0{,}5$ МПа необходимо задавить тампонажную смесь в пласт из расчета, чтобы над кровлей зоны поглощения осталось 20–30 м цементного моста.

Если же после первой остановки избыточного давления на пласт не удается получить, то следует повторно выдержать смесь в стволе скважины до получения еще более высоких значений пластической прочности.

4.3.2. Доставка тампонажной смеси к зоне поглощения по бурильным трубам

При доставке тампонажной смеси до зоны поглощения по бурильным трубам наименьшее разбавление ее жидкостью в скважине достигается при установке бурильных труб ниже зоны поглощения. В этом случае расчет продавочной жидкости сводится к уравновешиванию затрубного давления с давлением в трубах.

Спуск инструмента ниже поглощающего пласта может вызвать осложнения из-за вероятности прихвата. Поэтому необходимо в нижней части бурильной колонны устанавливать легкосплавные бурильные трубы. Их длина определяется высотой возможного подъема тампонажной смеси.

Если в процессе цементирования наблюдается выход промывочной жидкости, это свидетельствует о том, что часть смеси поднялась в заколонное пространство. Тогда количество продавочной жидкости определяют с учетом равенства уровней смеси в бурильных трубах и в заколонном пространстве. Количество поступившей

в заколонное пространство смеси определяют по объему промывочной жидкости, вышедшей в период циркуляции с учетом объема жидкости на заполнение скважин от статического уровня до устья.

В процессе закачивания смеси необходимо контролировать ее плотность, а также отбирать пробы для определения пластической прочности и сроков схватывания. Кроме того, необходимо расхаживать бурильные трубы на длину квадратной штанги.

По окончании закачивания продавочной жидкости бурильные трубы поднимают на безопасное расстояние, причем при подъеме скважину доливают жидкостью в количестве, соответствующем объему поднятых труб.

4.3.3. Доставка тампонажной смеси к зоне поглощения по бурильным трубам с пакером

Доставка тампонажной смеси к зоне поглощения через бурильные трубы с пакером позволяет:

предотвратить перетоки жидкости по стволу скважины;

задавить смесь в поглощающие каналы.

Пакер навинчивается на бурильные трубы и спускается в скважину. Спускать пакер необходимо плавно (с включением гидромата), наблюдая за показаниями индикатора веса.

При посадках приподнять инструмент на 5–8 м и медленно продолжать спуск. Если после 3–4-х попыток пакер не проходит вниз, его следует поднять и выяснить причину остановки.

Пакер устанавливается на 30–50 м выше кровли поглощающего пласта в устойчивых, не кавернозных породах, в интервалах, где отсутствуют интенсивные изменения параметров кривизны. Осевая нагрузка на гидромеханические пакеры не должна превышать 140 кН. Разбуриваемые пакеры устанавливаются путем создания

избыточного давления в бурильных трубах до 8 МПа. Для надежного контроля процесса заливочных работ с помощью пакера необходимо свободную часть труб подвешивать на крюке талевой системы. Бурильщик в течение всего процесса должен следить за весом на крюке по гидравлическому индикатору веса (ГИВ) и при изменениях его показаний немедленно сообщить руководителю работ. Верховой рабочий контролирует желобную систему и в случае появления циркуляции сообщает об этом руководителю работ. Помощник бурильщика и рабочий проводят замеры плотности тампонажной смеси.

Весь процесс ликвидации осложнений должен быть отражен в индикаторной диаграмме. При неисправном ГИВ работы по изоляции зон поглощения запрещаются. В процессе закачивания тампонажной смеси и продавочной жидкости необходимо следить за изменением давления и показания манометра регистрировать в буровом журнале.

Выдавливание тампонажной смеси из бурильных труб производить на максимально возможной скорости цементировочного агрегата и дальше по стволу скважины на I-й скорости одним агрегатом при 800-1000 мин$^{-I}$ с тем, чтобы тампонажная смесь набрала необходимую пластическую прочность до окончания процесса продавливания смеси.

Допустимые максимальные давления в подпакерной зоне, при которых исключается срыв бурильного инструмента, определяются по формуле:

$$P_{max} \leq \alpha H_{тр} , \qquad (9)$$

где $H_{тр}$ – длина колонны бурильных труб, м

α = 0,008 для скважин диаметром 190 мм и бурильных труб диаметром 114 мм;

α = 0,0072 для скважин диаметром 214-216 мм и бурильных труб 127 мм.

При продавливании тампонажной смеси ведется регистрация количества продавочной жидкости, давления на манометре цементировочного агрегата и времени продавливания.

Объем продавочной жидкости определяется из условий выдавливания БСС из труб и задавливания части ее в пласт, т.е.

$$V_{пр} = (H_{уп} - H_{ст}) F_{тр} + l F_{с}, \qquad (10)$$

где $H_{уп}$ – глубина установки пакера, м;

l – расстояние между пакером и уровнем цементного раствора после продавливания, м (обычно l = 15-20 м).

Если выше пакера отсутствуют зоны обвалов, то бурильные трубы с пакером оставляют в скважине на время ОЗЦ, а затем опрессовкой изолируемого пласта проверяют качество изоляционных работ.

После заливки пакер поднимать плавно. Вначале сделать натяжку до собственного веса, затем разгрузить трубы на 2-3 т и вновь дать натяжку. Так повторяют 2-3 раза. Резкое освобождение инструмента перед подъемом пакера может привести к разрушению резинового элемента. Запрещается вращать бурильную колонну ротором.

Для повышения эффективности изоляционных работ с применением пакера рекомендуется к пакеру присоединить хвостовик из легкосплавных бурильных труб. Длина хвостовика рассчитывается таким образом, чтобы его нижний конец после установки пакера был расположен ниже подошвы зоны поглощения.

При этом исключается разбавление смеси пластовой водой и повышается качество изоляционных работ.

При наличии зон обвалов и поглощений изоляционные работы более целесообразно проводить с помощью разбуриваемых пакеров. Разбуриваемые пакеры также применяются при установке цементных мостов, когда в нижней части ствола скважины вскрыты поглощающие пласты.

4.3.4. Пути повышения эффективности изоляционных работ тампонажными смесями

I) Глубинное гидродиспергирование тампонажных смесей позволяет повысить изолирующие свойства, т.е. в 2-3 раза увеличить пластическую прочность структуры, на I5-20 % сократить время начала схватывания, на I5-23 % повысить прочность тампонажного камня. Гидродиспергирование осуществляется с помощью глубинного гидродиспергатора путем создания высокой скорости истечения (I00-I20 м/с) струи через насадку и направления ее на экран. В качестве тампонажных смесей могут использоваться цементно-бентонитовые растворы или цементно-глинистые тампонажные пасты, приготавливаемые путем одновременной подачи в нагнетательную линию цементного раствора плотностью I,8 г/см^3 и соляро-бентонитовой смеси плотностью I,3 г/см^3.

2) Закачивание компонентов тампонажной смеси по бурильным трубам с последующим их смешением у зоны поглощения позволяет получить быстросхватывающиеся смеси. Для этого в заколонное пространство закачивают облегченную жидкость до получения избыточного давления. В бурильные трубы закачивают компоненты смеси и по мере выхода из открытого конца первого компонента на-

правляют его в затрубное пространство, стравливая в нем давление. Как только второй компонент смеси начнет выходить из бурильных труб, его продавливают в поглощающий пласт совместно с первым компонентом.

3) Аэрация тампонажной смеси позволяет снизить ее плотность. Воздух с помощью компрессора подается в бурильные трубы через перфорированный патрубок одновременно с нагнетанием цементного раствора с ускорителем схватывания и ПАВ. В цементировочной головке и бурильных трубах происходит смешивание цементного раствора с воздухом и аэрированный раствор поступает в зону поглощения.

4) Закачивание тампонажной смеси с сохранением равенства давлений в системе "скважина - пласт" позволяет исключить ее перемешивание с жидкостью заколонного пространства. Вначале в заколонное пространство при закрытом превенторе закачивают облегченную жидкость для получения избыточного давления на устье, равного разности давлений столбов тампонажного и бурового растворов в интервале замещения бурового раствора тампонажным. Затем в бурильные трубы закачивают тампонажную смесь, буферную и продавочную жидкости. Равновесие в системе скважина-пласт в течение всего процесса изоляции достигается за счет равенства суммы давлений столба бурового раствора, столба облегченной жидкости в заколонном пространстве и избыточного давления на устье пластовому давлению. Тампонажную смесь из ство - ла скважины задавливают в пласт одним агрегатом на малой производительности с периодическими остановками до получения избыточного давления на пласт. После ОЗЦ облегченную жидкость выдавливают из скважин путем закачивания бурового раствора в бурильные трубы и, регулируя противодавление в заколонном пространстве штуцером, постепенно снижают давление до нуля по

мере замещения раствора водой.

4.4. Технология изоляции зон поглощений с применением наполнителей

4.4.I. При наличии в скважине интенсивного поглощения ($q_1 > 0,1$) целесообразно произвести намыв наполнителей с целью перекрытия крупных каналов поглощающего пласта. Наилучший результат может быть получен в тех случаях, когда тип и размер наполнителя соответствуют форме и размеру поглощающих каналов. Наиболее целесообразно использовать смесь гранулярных, волокнистых, пластинчатых или чешуйчатых наполнителей. Рекомендуемое соотношение различных типов наполнителей составляет I:I:I. Общая массовая доля одного или комбинации наполнителей в жидкости намыва рекомендуется 8 - I0 %. В качестве жидкости намыва могут применяться вода или буровые растворы.

4.4.2. При отсутствии сведений о размерах поглощающих каналов используют способ последовательного намыва отдельных фракций наполнителей. Если после закачки 3 - 5 т наполнителя снизить интенсивность поглощения не удается, дальнейшее применение данного наполнителя нецелесообразно. Необходимо приступить к намыву наполнителей другого фракционного состава. При частичном восстановлении циркуляции следует сопоставить состав наполнителей в закачиваемом и выходящем из скважины

растворе. При преимущественном выходе из скважины крупного наполнителя следует прекратить его ввод в буровой раствор и повысить количество мелкого наполнителя.

4.4.3. Максимальное давление опрессовки после намыва наполнителей определяется конкретно для каждой зоны поглощения. Намыв необходимо прекратить, если зона поглощения способна выдержать максимальные гидродинамические нагрузки при последующем углублении скважины и обеспечить цементирование колонн без поглощений.

4.4.4. В зависимости от интенсивности поглощения, параметров поглощающего пласта и глубины его залегания намыв наполнителей производят через открытый конец бурильных труб, через бурильные трубы с пакером или по стволу скважины.

Открытый конец бурильных труб устанавливается на 10-15 м выше кровли поглощающего пласта и производится намыв до появления циркуляции. Затем намыв прекращается, бурильные трубы спускают на 10-15 м ниже подошвы поглощающего пласта и восстанавливают циркуляцию с целью определения результатов намыва. При необходимости бурильные трубы поднимают до прежнего положения и продолжают намыв или закачивают тампонажную смесь.

При намыве наполнителей через бурильные трубы с пакером последний устанавливается на 20-30 м выше кровли поглощающего пласта. После намыва пакер освобождается и производится его спуск с промывкой на 10-15 м ниже подошвы поглощающего пласта с целью определения возможного образования пробки из наполнителей. Затем бурильные трубы поднимают и пакер устанавливают на прежнее место с последующим определением приемистости пласта (эффективности намыва наполнителей). Если приемистость пласта осталась без изменения, то намывают наполнитель увеличенного

размера.

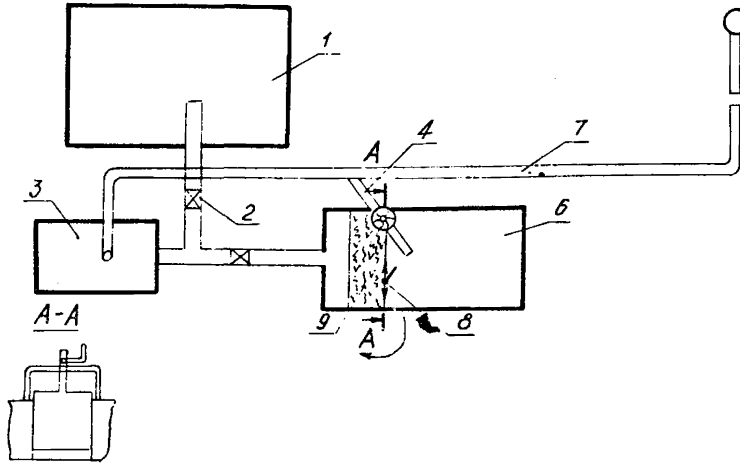
Намыв наполнителей по стволу скважину производится через воронку до появления уровня раствора на устье. Затем при герметизированном устье раствор с наполнителями в скважине продавливается в зону поглощения. Продавку следует прекратить при повышении давления до предельного допустимого для изолируемой зоны поглощения. После этого бурильные трубы спускаются до подошвы зоны и определяется интенсивность поглощения. При необходимости намыв продолжается.

4.4.5. Намыв наполнителей через бурильные трубы (с установкой пакера или без него) может производиться по нагнетательной линии от цементировочных агрегатов или буровых насосов или через воронку, установленную в верхнюю муфту бурильных труб. При намыве цементировочными агрегатами наполнитель в буровой раствор вводят через вспомогательную емкость ЦА, а при намыве буровыми насосами - через технологическую мерную емкость, в которой наполнитель перемешивается, а затем закачивается в скважину (см.рис.I). С помощью ЦА и буровых насосов можно закачивать речной песок, опилки до I0 мм, кожу "горох", кордное волокно, резиновую крошку, слюду флогопит до I0 мм, ореховую скорлупу до I8 мм, керамзит до 5 мм, подсолнечную лузгу и др.

Намыв через воронку производится путем одновременной подачи в воронку наполнителя и бурового раствора с периодическим продавливанием смеси с помощью ЦА и буровых насосов. Через воронку намываются различные наполнители с размером до 30 мм.

4.4.6. Механизированный намыв наполнителей осуществляется с помощью смесительной машины СМН-20 (рис.2). Из бункера I смесь наполнителей подается шнеками в гидравлический смеситель

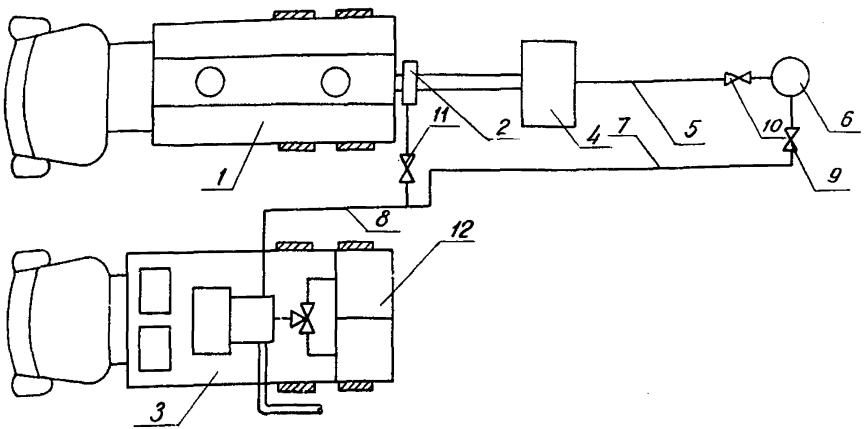
Схема обвязки бурового насоса и мерной технологической емкости, применяемой для исследования зон поглощения и намыва наполнителей



I-приемная емкость; 2-всасывающая линия; 3-буровой насос; 4-выкидная линия с задвижкой; 5-скважина; 6-технологическая мерная емкость; 7-манифольд; 8-створчатый перепускной клапан; 9-наполнитель.

Рис.I

Схема механизированного намыва наполнителей



I-бункер смесительной машины; 2-гидравлический смеситель; 3-цементировочный агрегат; 4-шнековый насос; 5-нагнетательный трубопровод; 6-герметизированная головка; 7,8-напорные линии; 9,IO,II-задвижки; I2-мерник цементировочного агрегата.

Рис.2

2, в который одновременно цементировочным агрегатом 3 подается жидкость намыва. Из смесителя смесь поступает в прием шнекового насоса (ВШН-150) или насоса ЦА и по нагнетательному трубопроводу 5 закачивается в скважину. Закачивание наполнителей может производиться через цементировочную головку или через воронку. Насос ВШН-150 создает давление до 0,3 МПа, им можно закачать наполнители размером до 30 мм с концентрацией до 30%, а цементировочным агрегатом, соответственно, до 10 мм и до 10%. Продавливаются наполнители по бурильным трубам с помощью ЦА по линии 7 и 8 при открытой задвижке 9 и закрытых 10 и 11.

4.4.7. Для сокращения расхода тампонажных смесей, регулирования их плотности и повышения закупоривающей способности в них вводят различные наполнители. Вид и количество наполнителей в тампонажных смесях выбираются в зависимости от характеристики поглощающего пласта.

Наполнители добавляются в тампонажный раствор с помощью гидромешалки цементировочного агрегата или загружаются вместе с цементом в цементно-смесительную машину. Если статический уровень в скважине низкий, наполнители добавляют в тампонажный раствор через воронку, установленную на устье.

Содержание наполнителей в тампонажном растворе (массовая доля) при загрузке в цементосмесительную машину, вводе с помощью гидромешалки или непосредственно в приемный чанок ЦА не превышает 6%, а при вводе с помощью воронки на устье -15%. Для обеспечения нормальной работы ЦА растекаемость тампонажной смеси должна быть не менее 13 см.

4.4.8. При полном поглощении промывочной жидкости широко применяются тампоны типа "мягких пробок". Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором, задавли-

ваемую промывочной жидкостью в зону поглощения.

Количество наполнителей в тампоне достигает 150 кг на I $м^3$ раствора. Объем тампона должен быть не менее 5 $м^3$. В отдельных случаях в зависимости от мощности поглощающего пласта он достигает 50 $м^3$.

4.4.9. Выбор типа и размера наполнителей при проведении изоляционных работ производится в зависимости от размеров каналов поглощающего пласта, интенсивности поглощения или удельной приемистости. Так, при $0,9 > q, \geq 0,1$ размер частиц наполнителя не превышает 10 мм и рекомендуется применять речной песок, древесные опилки, резиновую крошку, кордное волокно, слюду, ореховую скорлупу, подсолнечную лузгу и др. При $10 > q, \geq 0,9$ размер наполнителя до 20 мм и рекомендуется применять древесные опилки, резиновую крошку, кордное волокно, слюду, ореховую скорлупу, улюк, керамзит и др., а при $q, > 10$ размер наполнителя допускается до 25 мм и, кроме указанных во второй группе, применяются еще дробленая резина, кошма, керамзит (до 25 мм) и др.

4.5. Изоляция зон поглощений стальными перекрывателями

4.5.1. Схема изоляции зон поглощений перекрывателем показана на рис. 9. Спуск перекрывателя до зоны поглощения производится на бурильных трубах, с которыми он соединяется специальным переводником, имеющим левую трапецеидальную резьбу. При спуске в скважину 10 - метрового перекрывателя (см.рис.3 и приложение 7) через каждые 200 метров производится долив промывочной жидкости в колонну бурильных труб. При спуске перекрывателей длиной более 10 м необходимость долива промывочной жидкости отпадает, т.к. башмак перекрывателя оборудован

Схема изоляции пластов перекрывателем П2I9/2I6

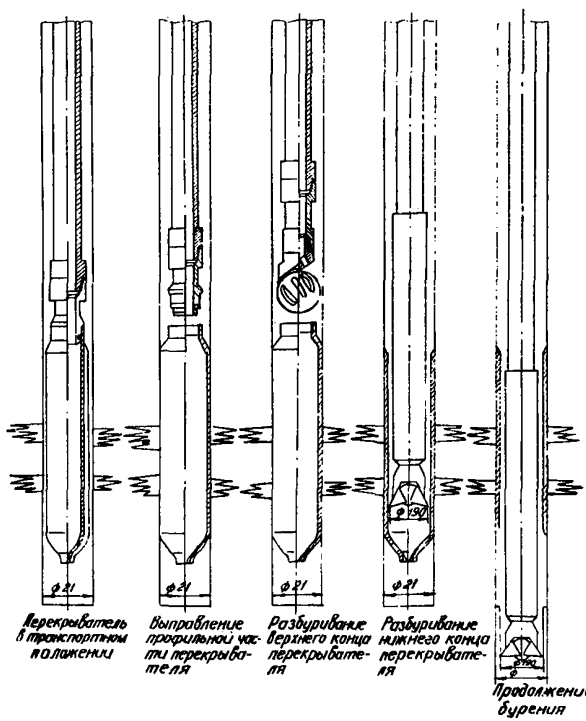


Рис.3

шаровым клапаном.

4.5.2. Место установки перекрывателя определяется на основании комплекса исследований (опрессовка ствола скважины с помощью пакера, радиоактивный каротаж, кавернометрия).

Перекрытие зоны поглощения (снизу и сверху) должно быть не менее чем по I,5 метра. Установка перекрывателя на определенную глубину осуществляется подгоночными патрубками или при помощи квадратной штанги. Для исключения ошибки при определении длины бурильной колонны необходимо пользоваться данными контрольного замера инструмента.

4.5.3. После установки перекрывателя в интервале зоны поглощения производится выправление его избыточным давлением, создаваемым цементировочным агрегатом (буровым насосом). При этом перекрыватель прижимается к стенке скважины и изолирует интервал зоны поглощения. Отворот бурильных труб от перекрывателя производится вращением их вправо при нагрузке на крюке (по индикатору веса), превышающей вес бурильной колонны на I0-I5 кН.

4.5.4. Верхняя часть перекрывателя разбуривается роторным или турбинным способом одношарошечным долотом на глубину 400 мм, а башмак перекрывателя разбуривается штыревым трехшарошечным долотом. Бурение скважины после установки перекрывателя производится долотом меньшего диаметра.

4.6. Изоляция зон поглощений перекрывающими устройствами УПП-ЗПИБТ

Устройства УПП-4А, УПП-5А и УПП-8А и УПП-4Б, УПП-5Б и УПП-8Б предназначаются для перекрытия зон поглощений промывочной жидкости при бурении крупнотрещиноватых и кавернозных пород, залегающих на любой глубине (с учетом термостойкости сетчатой

оболочки), а УШ-4А, УШ-5А и УШ-8А, кроме того, предназначены для перекрытия и крепления расширенной части поглощающего участка ствола скважины и для установки мостов различного назначения выше зоны поглощения, когда установку их известными способами из-за интенсивных поглощений и наличия перетока сделать невозможно.

Основные сведения о перекрывающих устройствах приведены в табл. 10.

Перед проведением изоляционных работ в скважине с помощью перекрывающих устройств необходимо установить искусственный забой (если нет естественного) на 1-1,5 м ниже подошвы зоны поглощения путем закачки цементного раствора с ускорителем. Для получения надежной связи перекрывающего устройства с искусственным забоем в последнем необходимо пробурить зумпф на 1-1,5 м. При необходимости ствол скважины в интервале зоны поглощения расширяется.

Длина сетки на 1,5-2 м превышает мощность зоны поглощения, а ее диаметр равен или больше максимального диаметра каверны.

Перед спуском устройства необходимо подобрать длину инструмента, которая позволила бы обвязать устье скважины таким образом, чтобы можно было прокачивать жидкость через ведущую трубу, буровой шланг и нагнетательную линию заливочных агрегатов. Обвязка должна обеспечить подъем инструмента от забоя на расстояние, зависящее от длины перекрывающего инструмента. Собранное устройство на бурильных трубах спускается в скважину, устанавливается на 0,5-0,8 м от забоя и промывается.

Точное знание интервала поглощения, размера каверны и трещин позволит правильно выбрать тип перекрывающего устройства, его длину и необходимое количество тампонажной смеси с

Таблица I0

№ пп.	Шифр устройства	Диаметр долота, мм	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Перекрываемый интервал. Длина сетчатой оболочки. Диаметр двойной сетчатой оболочки (мм)					
						200	400	600	800	I000	I200
I	УШ-4А	92	90	5930±5	42,5	45/50	20/25	I4/I9	-	-	-
2	УШ-4Б	92	90	5930±5	50,3	3,5/I2,5	3,5/I2,5	-	-	-	-
3	УШ-5А	II2	I05	5930±5	59,2	45/50	30/35	20/25	I3/I8	-	-
4	УШ-5Б	II2	I05	5930±5	65,4	3,5/I2,5	3,5/I2,5	3,5/I2,5	3,5/I2,5	-	-
5	УШ-8А	I90	I72	60I5±5	I2I,I	-	45/50	35/40	25/30	-	-
6	УШ-8Б	I90	I72	60I5±5	I3I,8	-	3,5/I2,5	3,5/I2,5	3,5/I2,5	3,5/I2,5	3,5/I2,5

Примечание. В конструкции УШ-4Б максимальный диаметр сетки равен 500 мм.

наполнителем.

Во избежание преждевременного среза шпилек вращение инструмента при спуске не допускается. Затем отвинчивается ведущая труба и в трубы бросается шар. При закачке жидкости с помощью цементировочных агрегатов срезаются штифты, удерживающие башмак, и инструмент немедленно приподнимается на длину сетчатой оболочки. Корпус от забоя поднимается при одновременной подкачке в бурильные трубы I-I,5 $м^3$ воды, за которой закачивается чистый цементный раствор, приготовленный из I,5-2 т цемента, а затем остальное количество цементного раствора с добавлением 3-4% наполнителя кожи "горох" от массы сухого цемента при растекаемости I2-I6 см по конусу Азнии. После закачки тампонажной смеси с наполнителем ее продавливают расчетным количеством бурового раствора . Для обеспечения минимального перепада давления на сетку при ее заполнении продавку необходимо производить таким образом, чтобы суммарное гидростатическое давление столбов жидкостей в трубах было на незначительную величину больше пластового давления. Продавливать тампонажную смесь необходимо жидкостью, плотность которой равна плотности бурового раствора, находящегося в скважине.

Если перед подъемом инструмента в период продавки появилась полная циркуляция и уровень бурового раствора в бурильных трубах и в затрубном пространстве находится у устья, то в таких случаях необходимо закачать дополнительно некоторое количество бурового раствора из расчета полного вытеснения смеси из бурильных труб. Затем инструмент поднимается на 4-5 свечей и промывают трубы. После промывки бурильную колонну частично поднимают (на 200-300 м), доливают жидкость и расхаживают ее в течение 6-8 часов. Если возможны прихваты инструмента, то производят сразу же полный подъем с обязательным доливом и

оставляют скважину на ОЗЦ (24–36 ч).

4.7 . Изоляция зон поглощений потайной колонной

4.7 .I. Потайная колонна устанавливается с таким расчетом, чтобы ее верхняя часть находилась выше кровли поглощающего пласта на 50–70 м, а башмак-на забое скважины. Сверху потайная колонна оборудуется специальной воронкой с правой и левой резьбами, снизу – расточной муфтой. На расстоянии 20 м от верхнего конца потайной колонны к муфтам обсадных труб привариваются три воронки-манжеты (или фонари-манжеты), расстояние между которыми I0–I2 м. Между манжетами устанавливаются пружинные фонари.

4.7 .2. Перед спуском потайной колонны скважина прорабатывается. Спуск производится на бурильных трубах при помощи переводника с левой и правой резьбами. При соединении бурильных труб с потайной колонной фиксируются ее масса и число оборотов свинчивания.

После спуска потайной колонны в бурильные трубы закачивается порция глинистого раствора (до 3 м^3), а затем цементный раствор с ускорителем схватывания в объеме, достаточном для заполнения заколонного пространства от башмака до подошвы поглощающего пласта. Объем продавочной жидкости определяется, исходя из условия оставления 40–50 м цементного столба внутри потайной колонны. Бурильные трубы вращением вправо отвинчиваются от потайной колонны и во избежание прихвата поднимаются на безопасное место.

4. 7 .3. После ОЗЦ через открытый конец бурильных труб, установленный над верхней частью потайной колонны, закачивается цементный раствор (до 4 м^3) с добавкой до 8% хлористого

кальция, а также наполнителей - кордного волокна и дробленой резины.

4.7.4. Цементный мост над потайной колонной разбуривается бурильным инструментом, которым осуществлялось бурение скважины. Для разбуривания моста внутри потайной колонны и дальнейшего бурения собирается низ бурильного инструмента в соответствии с размерами потайной колонны.

4.7.5. После окончания бурения скважины до проектной глубины производятся геофизические исследования, спуск комбинированной эксплуатационной (технической) колонны и ее цементирование.

5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

5.I. Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны

5.I.I. В процессе последнего долбления параметры бурового раствора необходимо привести в соответствие с требованиями геолого-технического наряда, ориентируясь на низшие их значения (т.е. до предела уменьшить плотность, вязкость и СНС бурового раствора).

5.I.2. Провести проработку и калибровку ствола скважины. При проработке необходимо обеспечить непрерывную равномерную подачу долота и режим промывки, при котором расход бурового раствора и скорость восходящего потока оставались бы такими же, как и при бурении данного интервала, и соответствовали требованиям пункта 2.I. Скорость проработки не должна превышать 0,I м/с. При калибровке необходимо применять компоновку низа бурильной колонны, жесткость которой равна жесткости обсадной колонны.

5.1.3. После окончания проработки и калибровки скважину необходимо промыть, при этом должны обеспечиваться вынос всего шлама и тщательная очистка раствора на поверхности.

5.1.4. При наличии поглощений следует принять меры к их ликвидации в соответствии с разделом 3. Рекомендуется опрессовать ствол скважины на максимальное давление, которое ожидается при цементировании данной обсадной колонны, для чего необходимо использовать пакерные устройства.

5.2. Спуск обсадной колонны

5.2.1. Перед спуском обсадную колонну оснащают обратным клапаном типа ЦКОД, обеспечивающим заполнение колонны жидкостью и снижение гидродинамических давлений.

5.2.2. Спуск обсадной колонны производится с ограниченной скоростью, допустимую величину которой определяют в соответствии с приложением 8. Разгон колонны осуществляют плавно, гидравлический тормоз лебедки должен быть постоянно включен. При тяжелых колоннах (массой выше 100 т) торможение производят, кроме того, с помощью силового привода лебедки.

5.2.3. При спуске колонны необходимо регулярно проводить промежуточные промывки в соответствии с п.2.1.8. Продолжительность промывок определяется конкретными условиями скважины, но не менее времени, необходимого для выравнивания давления на насосах. Циркуляцию восстанавливать плавно при уменьшенной производительности одного насоса.

5.2.4. По окончании спуска скважину промывают с производительностью, равной максимальному планируемому расходу в процессе цементирования. Продолжительность промывки определяется условиями выноса шлама, но не менее двух циклов.

5.3. Цементирование скважин

5.3.I. Во избежание поглощения при цементировании скважин необходимо снижать плотность тампонажного раствора, максимально приближая её к плотности бурового раствора.

Если имеющиеся тампонажные материалы не позволяют получить достаточно низкую плотность раствора, то следует применять механическое аэрирование растворов в соответствии с п.5.4.4.

5.3.2. Водоотдача тампонажного раствора ограничивается до 50 $см^3$ за 30 мин с помощью химреагентов (КМЦ, гипан, оксил, ПВС-ТР и др.).

5.3.3. Вязкость тампонажного раствора следует максимально снижать применением реагентов-разжижителей типа ССБ, ПФЛХ и др.

5.3.4. Для повышения закупоривающих свойств тампонажного раствора рекомендуются добавки наполнителей - древесных опилок, резиновой крошки, ореховой скорлупы, кордного волокна и др., описание которых дано в приложении 5. Применяются наполнители размером до I0 мм, добавляется до 8% от объема тампонажного раствора. Наполнители вводятся в сухой цемент при загрузке в цементосмесительную машину, а также в готовый тампонажный раствор.

5.3.5. Время начала загустевания тампонажного раствора должно на 25% превышать планируемую продолжительность процесса цементирования, но не менее чем на 20 мин.

5.3.6. Для ограничения смешения бурового и тампонажного растворов следует применять как верхнюю, так и нижнюю разделительные пробки, а также буферные жидкости.

5.3.7. Смесь буферной жидкости с буровым и тампонажным растворами проверяется на загустевание и при необходимости

применяются реагенты-разжижители.

5.3.8. В процессе приготовления тампонажного раствора не допускаются колебания его плотности против заданной величины более чем на ± 0,03 г/см^3.

5.3.9. Для исключения преждевременного загустевания раствора следует обеспечить равномерный безостановочный режим закачивания и продавливания тампонажного раствора.

5.3.10. Производительность насосов при продавливании не должна превышать допустимой величины, определяемой в соответствии с приложением 9 .

5.4. Способы цементирования

При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов с низкими градиентами пластового давления в тех случаях, когда прямое цементирование не обеспечивает требуемой высоты подъема цемента, необходимо применить один из следующих способов цементирования:

обратное;

манжетное;

ступенчатое;

с применением аэрации;

двухстадийное комбинированное.

Во всех случаях должны быть соблюдены следующие условия:

1) сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть не менее чем на 5% ниже давления поглощения наиболее слабого пласта;

2) гидростатическое давление в момент окончания цементирования должно превышать пластовое не менее чем на 1,0МПа

5.4.1. Обратное цементирование. В случаях, когда гидростатическое давление в конце цементирования не превышает гид-

роразрыва, а поглощение обусловлено большой величиной гидродинамического давления (в глубоких скважинах с малыми кольцевыми зазорами и при коротких сроках схватывания цемента ввиду высокой температуры), необходимо применять обратное цементирование. При этом необходимо учитывать следующее:

I) промывку скважины после спуска колонны осуществлять при прямой циркуляции;

2) перед цементированием произвести пробную обратную промывку с производительностью, ожидаемой в процессе цементирования в течение одного цикла;

3) момент окончания цементирования должен определяться окончанием закачивания цементного раствора или расчетного объема продавочной жидкости в кольцевое пространство.

5.4.2. Манжетное цементирование. При наличии слабонапорных дренированных продуктивных пластов, когда попадание в них цементного раствора нежелательно, необходимо применять манжетное цементирование.

Для этого на обсадную колонну выше продуктивного пласта устанавливают манжету, представляющую собой воронку из эластичного материала, армированную металлом, верхний диаметр которой несколько меньше диаметра скважины. Ниже манжеты помещают клапан, пропускающий жидкость снизу-вверх, обсадная колонна под манжетой должна быть перфорирована, а выше установлены обратный клапан и кольцо "стоп". Цементирование производится по обычной технологии.

5.4.3. Ступенчатое цементирование. Если гидростатическое давление на проницаемый пласт в момент окончания процесса цементирования выше его пластового давления, то применяют ступенчатый способ, при котором цементирование проводится в

два приема с разрывом во времени.

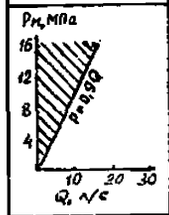
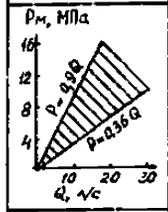
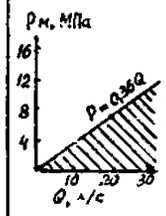
Муфту ступенчатого цементирования устанавливают в середине интервала подъема цементного раствора с учетом распределения градиентов гидростатического давления и пластового давления. Промежуток времени между окончанием цементирования нижней ступени и началом цементирования верхней должен быть не менее удвоенного времени начала схватывания тампонажного раствора в условиях температуры и давления нижней ступени.

5.4.4. Цементирование с применением аэрации. При цементировании скважин в условиях аномально-низких пластовых давлений (с градиентом менее 0,10 $\frac{МПа}{м}$) следует применять аэрацию растворов. В зависимости от конкретных условий аэрироваться может весь объем тампонажного раствора или же его верхняя часть. Если планируется подъем тампонажного раствора не до устья, а также при цементировании хвостовиков и нижних секций обсадных колонн, аэрации вместо тампонажного раствора может подвергаться вышерасположенный буровой раствор. Высоту столба аэрированного раствора принимают, исходя из вида данной обсадной колонны и с учетом местных требований к высоте подъема тампонажного раствора и к его типу (например, продуктивная толща должна быть перекрыта чистым портландцементом). Следует иметь в виду, что после окончания цементирования происходит частичная деаэрация раствора, т.е. отделение от него некоторого объема воздуха, в связи с чем в случае аэрирования тампонажного раствора до устья нужно предусмотреть возможность долива в заколонное пространство обычного цементного раствора после окончания схватывания аэрированного раствора.

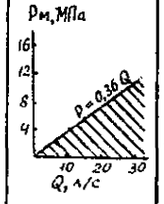
5.4.5. Двухстадийное комбинированное цементирование. При наличии в разрезе скважины зон поглощения бурового раствора и невозможности использовать другие способы следует применить двухстадийное комбинированное цементирование, для чего обсадную колонну оснащают заколонным пакером-штуцером или шайбой-штуцером конструкции Башнипинефти, устанавливаемыми в кровле поглощающего пласта. Обсадные трубы ниже поглощающего пласта цементируют прямым способом по обычной технологии, причем объем цементного раствора выбирается из условия заполнения заколонного пространства от забоя до подошвы поглощающего пласта. Верхнюю часть колонны цементируют обратным способом на поглощение, добавив в первую порцию тампонажного раствора наполнитель, обеспечивающий закупоривание проходных каналов пакера или шайбы-штуцера.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ СПОСОБОВ ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ, ПРИНЯТЫЕ В ОБЪЕДИНЕНИИ ТАТНЕФТЬ

Расположение индикаторных линий по данным гидродинамических исследований в координатах $P_м - Q$	Наблюдение в процессе вскрытия пластов, поглощающих промывочную жидкость	Изоляция нижнефаменского и верхнефранского подъярусов					Изоляция наворского яруса и серпуховско-окского комплексов				
		I этап изоляционных работ		Давление продавки наполнителя на 2-й скорости ΔА, МПа	II этап изоляционных работ	Оценка подготовленности ствола скв. к переходу на промывку бур. р-ром и к креплению пробным давлением	I этап изоляционных работ		Давление продавки наполнителя на 2-й скорости ΔА, МПа	II этап изоляционных работ	Оценка подготовленности ствола скв. к переходу на промывку бур. р-ром и к креплению пробным давлением
		бурового раствора, $м^3$	объем наполнителя, $м^3$				бурового раствора, $м^3$	объем наполнителя, $м^3$			
	Поглощение естественных водных суспензий (ЕВС)	—	—		Изоляция не производится	$\Delta P_{пр} = 0,01(\rho_т - \rho_ж)Hd$ $Q \leq 1,1\Delta P_{пр}$	—	—		Изоляция не производится	$\Delta P_{пр} = 0,01(\rho_т - \rho_ж)Hd$ $Q \leq 1,1\Delta P_{пр}$
	Частичное поглощение естественных водных суспензий с восстановлением циркуляции	4-10 $м^3$ пасты ВТИ		>10	Изоляция не производится	$\Delta P \geq \Delta P_{пр}$ Турбинный способ добуривания скважины	4-10 $м^3$ пасты ВТИ		>6	Изоляция не производится	$\Delta P \geq \Delta P_{пр}$ Турбинный способ добуривания скважины
				<10	Намыв: наполнителя до 14 $м^3$, бурового раствора до 70 $м^3$				<6	Намыв 2-12 $м^3$ наполнителя и 10-60 $м^3$ бурового раствора	
	Поглощение естественных водных суспензий в процессе бурения от частичного до полного	Отсутствие провалов, зависаний, заклиниваний инструмента; увеличение механической скорости проработок	25-100	5 - 20	>10	Изоляция не производится	$\Delta P_{пр} > \Delta P > 6$ Роторный способ добуривания скважины с введением наполнителя в буровой раствор При цементировании колонны в тампонажную смесь вводится наполнитель	15-80	3 - 16	>6	Изоляция не производится	$\Delta P_{пр} > \Delta P > 5$ Роторный способ добуривания скважины с введением наполнителя в буровой раствор При цементировании колонны в тампонажную смесь вводится наполнитель
			100	20	5 - 10	Намыв: наполнителя до 20 $м^3$, бурового раствора до 100 $м^3$		80	16	4 - 6	Намыв до 20 $м^3$ наполнителя и бурового раствора до 100 $м^3$	
					3 - 5	Заливка ГЦ 8-15 т. Намыв: наполнители до 24 $м^3$, бурового раствора до 120 $м^3$				2,5-4	Заливка БСС на основе цемента и хлористого кальция ц. 8-15 т.	
					0 - 3	Заливка ТРВВ ц. 20 т. $\Delta P < 6$. Намыв до 25 $м^3$ наполнителя и 125 $м^3$ бурового раствора				0-2,5	Заливка ТРВВ ц. 10-15 т. Если $\Delta P < 5$-намыв до 10 $м^3$ наполнителя, 50 $м^3$ бурового р-ра	
					0	Заливка БСС с раздельной транспортировкой ее компонентов-ц. 8 т. $\Delta P < 6$. Намыв до 25 $м^3$ наполнителя и 125 $м^3$ бурового раствора				0	Заливка БСС с раздельной транспортировкой ее компонентов ц. 8 т. Если $\Delta P < 5$-намыв наполнителя до 20 $м^3$ и до 100 $м^3$ бурового раствора	

Окончание приложения I

Расположение индикаторных линий по данным гидродинамических исследований в координатах $P_м$–Q	Наблюдение в процессе вскрытия пластов, поглощающих промывочную жидкость		Изоляция нижнефаменского и верхнефранского подъярусов					Изоляция намюрского яруса и серпуховско-окского подъяруса				
			I этап изоляционных работ		Давление продавки наполнителя на 2-й скорости ЦА, МПа	II этап изоляционных работ	Оценка подготовленности ствола скв. к переходу на промывку бур. р-ром и к креплению пробным давлением	I этап изоляционных работ		Давление продавки наполнителя на 2-й скорости ЦА, МПа	II этап изоляционных работ	Оценка подготовленности ствола скв. к переходу на промывку бур. р-ром и к креплению пробным давлением
			бурового раствора, $м^3$	объем наполнителя, $м^3$				бурового раствора, $м^3$	объем наполнителя, $м^3$			
	Полное поглощение ПЖС		75–125	15–25	>10	Изоляция не производится	$\Delta P > 6$ Установка перекрывателя или летучки	50–100	10–20	>6	Изоляция не производится	$\Delta P > 5$ Установка перекрывателя
		Наличие провалов менее 1 м, зависаний, заклиниваний инструмента; увеличение механической скорости проработок	125	25	5 – 10 3 – 5	Аналогично, как и при отсутствии провалов		100	20	4 – 6 2,5–4	Аналогично, как и при отсутствии провалов	
					0 – 3	Установка перекрывателя или летучки При отсутствии перекрывателя заливка ТРВВ ц. 20 т. $\Delta P < 6$. Намыв наполнителя до 30 $м^3$ и бурового раствора до 150 $м^3$				0–2,5	Установка перекрывателя При отсутствии перекрывателя заливка ТРВВ ц. 20 т. $\Delta P < 5$ – намыв до 20 $м^3$ наполнителя, до 100 $м^3$ бур. р-ра	
		Наличие провалов более 1 м, зависаний, заклиниваний инструмента; увеличение механической скорости проработок	—	—	—	Установка перекрывателя или летучки При отсутствии перекрывателя изолировать наращиванием цементных мостов ц. 20–40 т. Намыв наполнителя до 24 $м^3$ и бурового раствора до 120 $м^3$		—	—	—	Установка перекрывателя При отсутствии перекрывателя изолировать наращиванием цементных мостов ц. 20–40 т. Намыв наполнителя до 24 $м^3$ и бур.р-ра до 120 м	

ПРИМЕЧАНИЯ: 1. Если график исследования пересекает несколько разграничительных линий в координатах $P_м$ – Q, то его относят к той зоне координат, в которой находится точка с максимальным $P_м$.

2. Приняты следующие сокращения и обозначения: $P_м$ –давление на манометре; Q –приемистость пласта; P –фактическое опрессовочное давление, полученное после изоляционных работ; ВТП – вязкая тампонажная паста; ТРВВ –тампонажный раствор с высокой водоотдачей; БСС –быстросхватывающаяся смесь; Ц –количество цемента; ГЦ –гельцемент; $P_{пр} = 0,01\,(\rho_{тс} - \rho_в) \cdot H\alpha$ –избыточное давление на пласт, необходимое для подъема тампонажной смеси до устья скважины (пробное давление при опрессовке зоны поглощения водой); $\rho_{тс}$ –плотность тампонажной смеси; $\rho_в$ –плотность воды; H –глубина поглощающего пласта; α–коэффициент гидродинамических сопротивлений (α = 1,12); масштаб рисунков: по вертикали M_B 1:2МПа; по горизонтали M_T 1:4 л/с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ

Сущность метода рассмотрим на примере.

В табл. I приведены данные промысловых гидродинамических исследований с помощью глубинного манометра МГЭ-I намюрского яруса в скв. № 3472 Ромашкинской объединения Татнефть. Статический уровень в скважине после вскрытия поглощающего пласта составил I60 м. Поглощений в вышележащих горизонтах не наблюдалось.

Таблица I

Результаты исследования намюрского яруса в скв. 3472

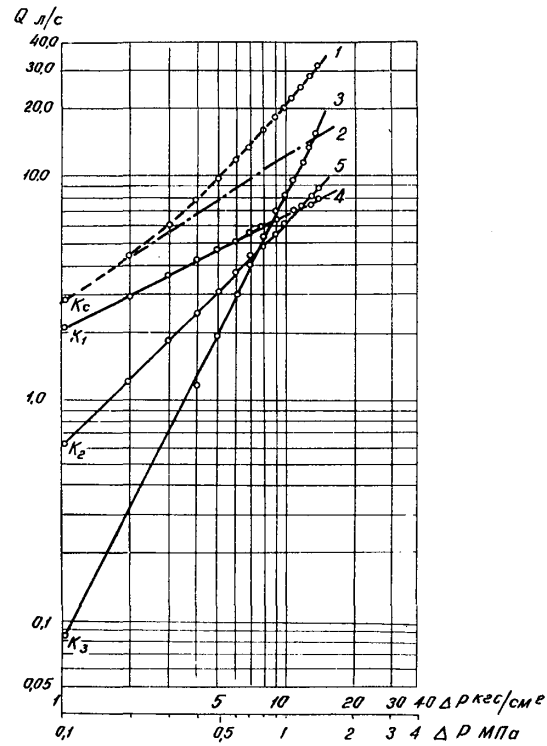
ΔP кгс/см^2	I5	I4	I3	I2	II	I0	9	8	7	6	5	4	3	2	I
ΔP МПа	I,5	I,4	I,3	I,2	I,I	I	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,I
Q л/с	34,4	3I,3	28,4	25,6	23,I	20,7	I8,6	I6,3	I4,2	I2,I	9,9	8,I	6,2	4,5	2,8

По данным табл.I в логарифмической системе координат ΔP-Q строят суммарную индикаторную линию пласта I (рис.I).

К линии I в точке с абсциссой ΔP = I кгс/см^2 (0,I МПа) проводят касательную 2.

По разности ординат суммарной индикаторной линии I и касательной 2 строят индикаторную линию мелкопористой среды 3, прямую в логарифмической системе координат. Продолжив её до пересечения с осью расходов, находят значение коэффициента

К обработке данных ГДИ по скв.№ 3472
Ромашкинской объединения Татнефть



I - $Q=Q_I+Q_2+Q_3=Q(\Delta P)$; 2 - $Q_I+Q_2=Q_{I,2}(\Delta P)$; 3 - $Q_3=Q_3(\Delta P)$;
4 - $Q_I=Q_I(\Delta P)$; 5 - $Q_2=Q_2(\Delta P)$.

Рис.I

приемистости мелкопористой среды $K_3 = 0,08$.

По пересечению касательной 2 с осью расходов находят суммарный коэффициент приемистости $K_c = 2,8$.

С помощью палетки (рис.2), разработанной по номограмме Мищевича В.И., определяют угол наклона касательной 2 к оси давлений, осредненный показатель режима фильтрации ($n_c = 0,65$), как тангенс угла, и расчетные коэффициенты $A_I = 0,75$ и $A_2 = 0,222$.

Коэффициенты приемистости трещиновато-кавернозной и среднепористой сред вычисляют по формулам

$$K_I = K_c \cdot A_I = 2,8 \cdot 0,75 = 2,1;$$

$$K_2 = K_c \cdot A_2 = 2,8 \cdot 0,222 = 0,62.$$

На рис.I показаны индикаторные линии трещиновато-кавернозной 4 и среднепористой 5 сред.

Таким образом, в поглощающем пласте жидкость движется в зависимости от размера ΔP (кгс/см^2 или МПа) по закону фильтрации

$$Q = K_1\sqrt{\Delta P} + K_2 \Delta P + K_3 \Delta P^2 = 2,1\sqrt{\Delta P} + 0,62\Delta P + 0,08\Delta P^2$$

или $$Q = 3,16 \cdot 2,1\sqrt{\Delta P} + 10 \cdot 0,62 \Delta P + 100 \cdot 0,08 \Delta P^2,$$

где 3,16; I0 и I00-коэффициенты перехода от кгс/см^2 к МПа.

Методы изоляции зон поглощения выбираются в зависимости от коэффициентов удельной приёмистости поглощающего пласта q_1, q_2, q_3, которые определяются как отношения коэффициентов K_I, K_2, K_3 к площади фильтрации поглощающего пласта

$$q_1 = \frac{K_1}{2\pi R_c h} \cdot 10^2 \left[\frac{\lambda}{C \cdot ат^{0,5} м^2}\right];$$

Палетка

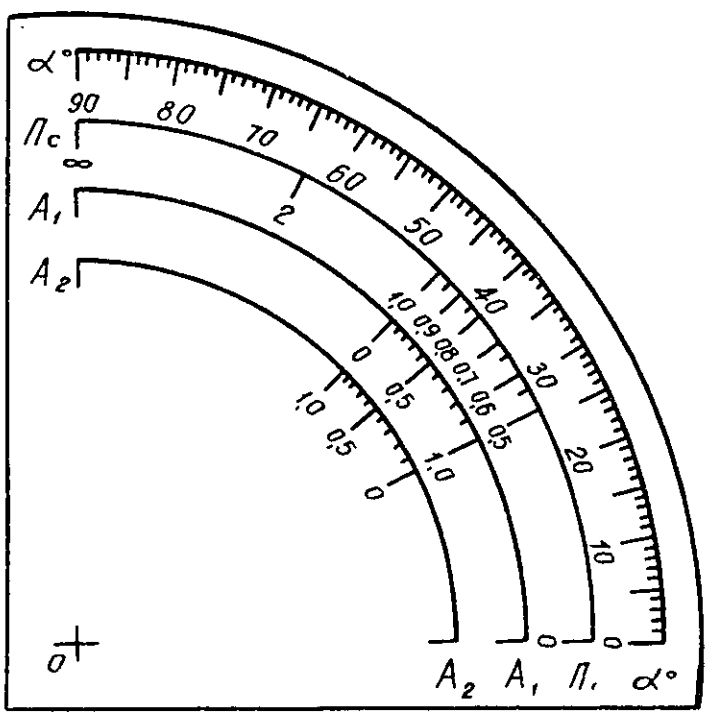


Рис.2

$$q_2 = \frac{K_2}{2\pi R_c h} \cdot 10^2 \left[\frac{л}{с \cdot ат \cdot м^2}\right];$$

$$q_3 = \frac{K_3}{2\pi R_c h} \cdot 10^2 \left[\frac{л}{с \cdot ат \cdot м^2}\right],$$

где R_c – радиус скважины, м;

h – мощность поглощающего пласта, м.

Коэффициент 10^2 введен для удобства записи q_1, q_2, q_3, имеющих маленькие значения.

Для перехода от кгс/см^2 к МПа достаточно значения q_1, q_2, q_3 умножить, соответственно, на 3,16; 10 и 100.

Наибольшие трудности возникают при изоляции трещиновато-кавернозных пород, характеризующихся коэффициентом q_1, менее сложна изоляция зон поглощения в пористых породах, характеризующихся коэффициентом q_2, а мелкопористые среды, характеризующиеся коэффициентом q_3, вовсе не изолируются.

В табл. 2 и 3 даны предварительные рекомендации по выбору методов изоляции в зависимости от коэффициентов q_1 и q_2.

Таблица 2

Рекомендации по проведению изоляционных работ в зависимости от коэффициента q_1

Вид работы	Категория поглощения				
	I	II	III	IУ	У
	Коэффициент удельной приемистости для ΔP в кгс/см^2				
	$q_1 < 0{,}07$	$0{,}1 > q_1 \geq 0{,}07$	$1 > q_1 \geq 0{,}1$	$10 > q_1 \geq 1$	$q_1 > 10$
	для ΔP в МПа				
	$q_1 < 0{,}22$	$0{,}32 > q_1 \geq 0{,}22$	$3{,}16 > q_1 \geq 0{,}32$	$31{,}6 > q_1 \geq 3{,}16$	$q_1 > 31{,}6$
Изоляционные работы не проводятся	+				
Закачивание БСС		+			

Продолжение табл. 2

Рекомендации по проведению изоляционных работ в в зависимости от коэффициента q,

I	2	3	4	5	6
Намыв наполнителей (песок, древесные опилки, кожа "горох", слюда-чешуйка и др.) с последующим закачиванием БСС			+		
Намыв наполнителей (древесные опилки, кожа "горох", слюда-чешуйка, подсолнечная лузга, целлофан, кордное волокно, резиновая крошка и др.) с последующим закачиванием БСС и высоковязких паст				+	
Намыв крупноразмерных наполнителей (древесные опилки, целлофан, кордное волокно, ореховая скорлупа, резиновая крошка, шлам выбуренной породы, перлит, керамзит, техническая костма и др.) с последующим закачиванием высоковязких паст					+

Выбор типа, размера и комбинации наполнителей уточняется по результатам намыва их в зону поглощения. В зависимости от категории поглощения наполнители намывают через бурильные трубы с пакером (Ш, IУ) или через открытый конец (У). Наполнители намывают, пока интенсивность поглощения не снизится и коэффициент q, не будет доведен до 0,I (0,32), после чего рекомендуется закачивание тампонажных смесей. Если намыв наполнителей и закачивание тампонажных паст не привели к снижению интенсивности поглощения, то для изоляции поглощающих пластов рекомендуются перекрывающие устройства.

Таблица 3

Рекомендации по проведению изоляционных работ в зависимости от коэффициента q_2

Вид работы	Категория поглощения		
	I	II	III
	Коэффициент удельной приемистости		
	для ΔP в кгс/см^2		
	$q_2 < 0,1$	$1 \geq q_2 \geq 0,1$	$q_2 > 1$
	для ΔP в МПа		
	$q_2 < 1$	$10 \geq q_2 \geq 1$	$q_2 > 10$
Изоляционные работы не проводятся	+		
Закачивание БСС		+	
Закачивание БСС и высоковязких паст			+

По мере накопления промысловых данных и разработки новых методов и средств по борьбе с поглощениями рекомендации должны уточняться.

Рекомендации по борьбе с поглощениями в зависимости от раскрытия поглощающих каналов

Раскрытие поглощающих каналов, мм	Рекомендации по борьбе с поглощениями
до I	1. Регулирование параметров бурового раствора :
до 3	1. Бурение с промывкой буровым раствором с наполнителем размером I–3 мм 2. Закачивание в поглощающий пласт глинистых тампонов в объеме I0–I5 $м^3$ с добавлением мелких древесных опилок или резиновой крошки в количестве до 50 кг на I $м^3$ раствора 3. Закачивание в пласт цементного раствора
до 5	I. Оставление скважины в покое на I0–I2 часов 2. Бурение с промывкой буровым раствором с наполнителем размером I–6 мм (древесные опилки, резиновая крошка, измельченные отходы кожи, целлофан и др.) 3. Закачивание в поглощающий пласт глинистых тампонов в объеме I0–I5 $м^3$ с добавлением наполнителей размером I–6 мм в количестве до 50 кг на I $м^3$ раствора 4. Закачивание в поглощающий пласт быстросхватывающихся смесей (БСС) или глинистых тампонов с загущающими добавками (жидкое стекло с хлористым кальцием или натрием, I0–I5% известковое молоко, водный раствор аскарита, полимерный реагент К-7)
до I0	I. Закачивание в поглощающий пласт нетвердеющей тампонажной смеси с водоотдачей 45–50 $см^3$ за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей размером до I0 мм в количестве до 50 кг на I $м^3$ смеси (например: подсолнечная лузга, силикагель и древесные опилки, слюда, измельченные отходы резины (кожи) и керамзит (перлит) в соотношении 3:I:I) 2. Закачивание в поглощающий пласт тампонажной цементной пасты (ЦТП), солярцементного раствора, цементного раствора или БСС с комплексом наполнителей размером до I0 мм (керамзит или перлит, измельченные отходы резины или кожи, древесные опилки, целлофан, подсолнечная лузга, силикагель, древесные опилки) 3. Закачивание в поглощающий пласт глинистого раствора, коагулируемого путем ввода в него полиакриламида или отработанного гумбрина
до I5	I. Закачивание в поглощающий пласт нетвердеющей тампонажной смеси с водоотдачей 70–80 $см^3$ за 30 мин с вводом в нее комплекса наполнителей (гранулярных, волокнистых, чешуйчатых) размером до I5 мм в количестве до 50 кг на I $м^3$ смеси 2. Закачивание в поглощающий пласт БСС, гипаноцементного раствора, соляробентонитовой или нефтебентонитовой смеси, приготовление или диспергирование тампонажных смесей у зоны поглощения, доставка тампонажной смеси на соляровой основе к зоне поглощения в контейнере 3. Намыв в зону поглощения комплекса наполнителей (гранулярных, волокнистых, чешуйчатых) для снижения интенсивности поглощения; закачивание высоковязких БСС с наполнителями
до 25	I. Закачивание в поглощающий пласт нетвердеющей тампонажной смеси с водоотдачей до I00 $см^3$ за 30 мин с вводом в нее комплекса крупноразмерных наполнителей в количестве 60–80 $кг/м^3$ 2. Намыв в зону поглощения комплекса наполнителей (гранулярных, волокнистых и чешуйчатых) для снижения интенсивности поглощения 3. Закачивание в поглощающий пласт высоковязких, быстросхватывающихся смесей с наполнителями: глиноцементной смеси, затворенной на воде или на дизельном топливе, цементного раствора или цементно-бентонитового раствора с вводом в них латекса
более 25	I. Намыв в зону поглощения крупноразмерных наполнителей (гранулярных, волокнистых и чешуйчатых) для снижения интенсивности поглощения 2. Закачивание в пласт высоковязких тампонажных смесей с наполнителями 3. Изоляция зон поглощений перекрывающими устройствами 4. Бурение без выхода циркуляции с последующим перекрытием зоны поглощения обсадными трубами

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

РАСЧЕТ НАПРАВЛЕНИЯ И ИНТЕНСИВНОСТИ ВОДОПЕРЕТОКОВ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

В качестве исходной информации для расчета используются следующие данные: плотность бурового раствора ρ_0 и его статический уровень в скважине $H_{ст}$, интервалы расположения проницаемых пластов и их гидродинамическая характеристика (индикаторная линия $\Delta P - Q$), пластовое давление $P_{m(i)}$ и плотность пластовой воды ρ_i для каждого пласта. Два последних параметра необходимо определять по результатам гидродинамических исследований, осуществляемых при неустановившихся отборах в соответствии с пунктом I.5.I.

Расчет перетока следует производить в следующей последовательности:

I. Пронумеровать все проницаемые пласты сверху вниз по порядку.

2. Определить для каждого пласта условный статический уровень по буровому раствору

$$H^{усл}_{ст(i)} = H_i - 100\,\frac{\rho^{(н)}_{пл(i)}}{\rho_0}, \qquad (1)$$

где $\rho^{(н)}_{пл(i)}$ – пластовое давление на глубине H_i, здесь и далее

$$[P] = МПа;\ [\rho] = г/см^3;\ [H] = [z] = м.$$

3. Составить предварительную схему водоперетоков. Если $H^{усл}_{ст(i)} > H_{ст}$, то пласт поглощает; если $H^{усл}_{ст(i)} < H_{ст}$, то пласт проявляет.

4. Определить глубину расположения середины проницаемого интервала

$$z = \frac{z_{кр(i)} + z_{под(i)}}{2}, \qquad (2)$$

где $Z_{кр(i)}$ и $Z_{под(i)}$ – глубина, соответственно, кровли и подошвы пласта.

5. Пластовые давления привести к середине пласта

$$P_{пл(i)}^{(z)} = P_{пл(i)}^{(H)} - \frac{(Z_i - H_i)\rho_i}{100}. \qquad (3)$$

6. Определить гидростатическое давление на середину первого пласта

$$P_1 = \frac{Z_{кр(i)} - H_{ст}}{100}\rho_o + \frac{Z_1 - Z_{кр(i)}}{100}\rho_к, \qquad (4)$$

где $\rho_к = \rho_1$, если I-й пласт проявляет; в противном случае $\rho_к$ принять равной плотности воды, поступающей в данный пласт. Если в первый пласт поступает снизу вода сразу из нескольких пластов (практически бывает не более чем из двух – второго и третьего, т.к. обычно происходит переток из данного пласта в соседний), то определить средневзвешенное по расходам значение плотности

$$\rho_к = \frac{\rho_2 \cdot Q_2 + \rho_3 Q_3}{Q_2 + Q_3}. \qquad (5)$$

Для получения значений расходов индикаторные линии пластов следует обработать в соответствии с п.I.6 и получить зависимости $Q_2 = f(\Delta P_2)$ и $Q_3 = f(\Delta P_3)$, которые решить совместно с выражениями для ΔP_2 и ΔP_3, приведенными ниже

$$\Delta P_2 = P_1 + \frac{\rho_2 Q_2 + \rho_3 Q_3}{100(Q_2 + Q_3)}(Z_2 - Z_3) - P_{пл(2)}^{(z)}; \qquad (6)$$

$$\Delta P_3 = P_1 + \frac{\rho_2 Q_2 + \rho_3 Q_3}{100(Q_2 + Q_3)}(Z_2 - Z_1) + \frac{\rho_3(z_3 - z_2)}{100}P_{пл(3)}^{(z)}. \qquad (7)$$

7. Определить перепад давления на первый пласт

$$\Delta P_i = P_i - P_{пл(i)}^{(z)}. \qquad (8)$$

Здесь и далее, если $\Delta P_i > 0$, то пласт поглощает; если $\Delta P_i < 0$, то пласт проявляет; если $\Delta P_i = 0$, то пласт находится в покое и далее из расчета исключается. Затем следует уточнить схему перетоков.

8. По индикаторной линии и полученному значению ΔP_i определяют расход жидкости в первом пласте. Здесь и далее значения Q_i принимать со знаком (+) или (-), противоположным знаку ΔP_i.

9. Поочередно определить гидростатическое давление на второй и последующие пласты.

$$P_i = P_{i-1} + \frac{Z_i - Z_{i-1}}{100} \rho_м , \qquad (9)$$

где $\rho_м$ принять равной плотности жидкости, движущейся в стволе скважины между i - м и $(i-1)$ - м пластами, и установить по уточняемой каждый раз после определения ΔP_{i-1} схеме перетоков. В случае движения сверху вниз смеси воды из нескольких пластов за $\rho_м$ принять средневзвешенное по расходам значение плотности, определенное по формуле вида (5). При движении смеси воды снизу вверх расчет плотности $\rho_м$ необходимо производить в соответствии с п.6 аналогично расчету $\rho_к$.

10. Для каждого пласта определить перепад давления по формуле (8) и расход жидкости по индикаторной кривой в соответствии с п.8. В целом по скважине должно выполняться условие

$$\Sigma \, | \, Q_i^{(-)} | = \Sigma \, | \, Q_i^{(+)} | .$$

При наличии неувязки следует найти среднее арифметическое между $\Sigma |Q_i^{(-)}|$ и $\Sigma |Q_i^{(+)}|$ и скорректировать значения расходов пропорционально их величине и отклонению суммы от среднего значения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

НАПОЛНИТЕЛИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Наполнители, добавляемые к буровым растворам и тампонажным смесям, предназначены для предупреждения, снижения интенсивности и ликвидации поглощения при бурении скважин в пористых или трещиноватых породах.

Наполнители классифицируются на следующие виды:

гранулярные (щебенка, реактопласт, ореховая скорлупа, кожа "горох", песок, древесные опилки, керамзит, перлит, дробленая резина и др.);

волокнистые (кордное волокно, улюк, кошма, солома, ветошь и др.);

пластинчатые и чешуйчатые (слюда флогопит, целлофан, рыбья чешуя и др.).

Основные сведения о наполнителях приведены в таблице

Наименование наполнителя	Краткое описание	Завод-изготовитель	Стоимость I т, руб.
Кордное волокно	**Смесь крученых прорезиненных нитей и частиц измельченной резины**	г.Чехов, регенератный завод ТУ 39-190-75	28
Разноразмерная резиновая крошка	Дробленая вулканизированная резина: ДР-25 с условным диаметром 3-4 мм и длиной от 3 до 25 мм ДРХ-25 - хлопьеобразная резина в виде комков с условным диаметром до 25 мм	Марьинский шиноремонтный завод ТУ 39-05-009-77	90
Мелкая резиновая крошка	Дробленая резина с размером частиц от I до 5 мм	Марьинский шиноремонтный завод, Оренбургский завод РТИ, Чеховский регенератный завод и др.	146- I60

Продолжение таблицы

Наименование наполнителя	Краткое описание	Завод-изготовитель	Стоимость 1 т, руб
Дробленая резина (НДР)	Смесь измельченной резины, кусочков кордной ткани и кордного волокна различного фракционного состава НДР-10 размер частиц 3-10 мм НДР-15 размер частиц 5-15 мм НДР-25 размер частиц 8-25 мм	г.Чехов, регенератный завод ТУ 39-04-002-75	90
Пластинчатый упругий наполнитель (ПУН)	Измельченные отходы при производстве резинотехнических изделий: клиновых ремней, резинотканевых шлангов и др. Максимальный размер частиц достигает 30 мм	Алексинский химический комбинат ТУ 39-04-15-79	-
Водная дисперсия резины (ВДР)	Шинная резина, диспергированная в водной среде с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгаторов. Плотность дисперсии около 1 г/см³	г.Чехов, регенератный завод	80
Наполнитель текстиль-прорезиненный (НТП)	Измельченные отходы прорезиненного текстиля и дубленой кирзы с добавкой резиновой крошки до 15%	Производственное объединение "Красный треугольник" (г.Ленинград)	-
Вулканизированные отходы латексных изделий (ВОЛ)	Измельченные частицы различной формы отходов латексных изделий, подобен поролону, но более плотный и упругий. Изготавливаются следующие типы: ВОЛ-10; ВОЛ-15; ВОЛ-25; ВОЛ-50 и ВОЛ-100, соответственно, с размерами частиц 3-10; 5-15; 8-25; 15-50; 25-100 мм	Алексинский химический комбинат ТУ 39-04-15-79	-
Крупноразмерный наполнитель из латекса	Сгустки (коагулюм), получаемые путем коагуляции латекса в нагнетательной линии при одновременном закачивании его в скважину с 3%-ным водным раствором хлористого кальция в соотношении 1:1. Используется малоконцентрированный латекс СКС-30 ШХП, ДМЫ-10Х, ДВХБ-70	Омский завод синтетического каучука, Казанский завод синтетического каучука	170

Продолжение таблицы

Наименование наполнителя	Краткое описание	Завод-изготовитель	Стоимость 1 т, руб.
Кожа "горох"	Измельченные и просеянные обрезки кожи размером до 10 мм	Кожзаводы, обувные фабрики	70
Хромовая стружка	Отходы кожевенной промышленности, представляют собой полоски кожи толщиной 0,5–1 мм, шириной до 10 мм и длиной до 150 мм	Кожзаводы	–
Керамзит	Пористые округлые гранулы, получаемые при обжиге глины	Керамзитовые заводы	60
Целлофан	Тонкая прозрачная пленка толщиной 25–60 мкм, шириной от 0,25 до 12 мм и длиной до 100 мм	Балаковский химкомбинат, Саратовской обл.	850
Слюда флогопит (СФБ)	Пластинки произвольной формы, получаемые при механическом дроблении отходов слюдяных фабрик. Выпускаются следующие типы: СФБ-10; СФБ-20 и СФБ-30, соответственно, с размерами частиц до 10,20,30 мм	Балашовский слюдокомбинат, Саратовской области; Ковдорский обогатительный комбинат, Мурманской области	70
Ореховая скорлупа	Частицы различной формы дробленой скорлупы мелкого ореха-фундука: I тип – размер частиц 2–8 мм II тип – размер частиц 2–18 мм	Ореховый завод, г.Закаталы, Аз.ССР ТУ 209 Аз.ССР I–76 "Скорлупа ореховая"	90 77
Угок	Отходы хлопковой промышленности, включающие в себя разрушенные хлопковые чашечки, отбракованный хлопок, вату	Хлопкоочистительные заводы Уз.ССР ГОСТ 6015–72	15

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

РАСЧЕТ ОБЪЕМА АГЕНТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ АЭРИРОВАННОГО РАСТВОРА

Определяется необходимая величина снижения гидростатического давления

$$\Delta P_a = H_п g_ж - B P_{пл}, \qquad (1)$$

где $H_п$ – глубина залегания поглощающего пласта, м;

$g_ж$ – градиент гидростатического давления столба бурового раствора, МПа/м;

B – см. п.2.1.3.

Определяется гидростатическое давление в средней части столба аэрированного раствора

$$P_a = \frac{B \cdot P_{пл}}{2} . \qquad (2)$$

По промысловым данным определяется температура (T_a) в средней части аэрированного раствора (L_a). По номограмме (см.рис.) для значений P_a, T_a определяется объемный фактор воздуха В, который характеризует поведение воздуха как реального газа (отношение объема воздуха при нормальных условиях к объему воздуха для условий P_a и T_a).

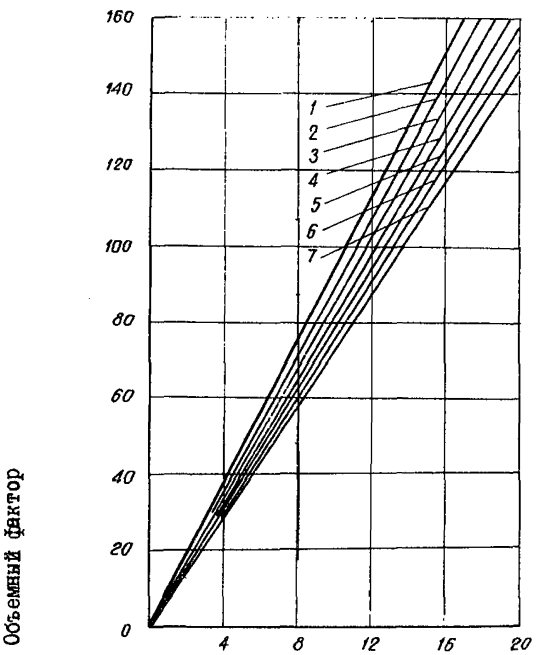
Эквивалентная высота столба воздуха $h_в$ в аэрированном растворе определяется по следующей формуле:

$$h_в = \frac{\Delta P_a}{g_ж - KB} , \qquad (3)$$

где B – объемный фактор воздуха;

$K = 10^{-5}$ МПа/м.

Зависимость объемного фактора от среднего давления при различной средней температуре



I-20°С; 2-30°С; 3-40°С; 4-50°С; 5-60°С; 6-70°С; 7-80°С

Тогда степень аэрации

$$a = \frac{h_в \cdot B}{H - h_в} . \qquad (4)$$

Требуемая производительность компрессоров

$$Q_в = Q_ж \cdot a ,$$

где $Q_ж$ – расход жидкости, выбранный из условия очистки забоя (см. п. 2.I.5).

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ И ИЗОЛЯЦИИ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ

I. Гидромеханические пакеры ПГМ-I75 и ПГМ-I95

Пакеры гидромеханические предназначены для перекрытия заколонного пространства при исследовании и изоляции пластов, поглощающих буровой раствор.

Технические характеристики пакеров приведены в табл. I.

Таблица I

Основные параметры и размеры	ПГМ-I75	ПГМ-I95
I. Диаметр скважины, мм	I90,5	2I5,9
2. Наружный диаметр пакера, мм	I75	I95
3. Наибольший перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	I5	I5
4. Максимальная нагрузка на манжеты, кН	I40	I40
5. Перепад давления на штуцере для раскрытия плашек, МПа	3÷4	3÷4
6. Диаметр плашек в транспортном положении, мм	I70	I90
7. Максимальный диаметр плашек в раскрытом положении, мм	220	240
8. Диаметр проходного сечения штуцера, мм	20	20
9. Диаметр центрального канала пакера после раскрытия штуцера, мм	68	68
I0. Длина резиновых элементов, мм	400	500
II. Длина пакера, мм	2I20	22I5

Продолжение табл.I

Основные параметры и размеры	ПМ-I75	ПМ-I95
I2. Масса пакера, кг	I76	254
I3. Температура рабочей среды, °С, до	I00	I00

Общий вид пакера показан на рис.I. Он состоит из переводника 2, трубы 4, резиновых элементов 5, ограничительного кольца I, конуса 6, плашек 7, болтов 8, обоймы I0, втулки II, пружины I2, плунжера I3, цилиндра I4, винта 25, колец I5, I7, манжеты I6, кожуха I8, подвески I9, пальцев 27, секторов 20.

Пакер соединяется с бурильными трубами и спускается в скважину до необходимой глубины. Нагнетанием жидкости в бурильных трубах создается давление 30÷40 МПа. Под действием давления кольцо I5 с обоймой I0 и плашками 7 движется вверх. Конус 3 отжимает плашки к стенкам скважины и при посадке (подаче вниз) бурильных труб плашки заклинивают якорный механизм, собранный на плунжере I3, а резиновые элементы 5 деформируются, разобщая зону поглощения от заколонного пространства. При этом труба 4 пакера перемещается вниз, выдвигая секторы штуцера 20 из кожуха I8, которые поворачиваясь на пальцах 27, полностью раскрывают внутренний канал пакера. В этот момент давление снижается, что служит сигналом об окончании установки пакера. Затем приступают к исследованию и изоляции поглощающего пласта.

Пакеры типа ПМ конструкции Татнипинефти выпускаются серийно краснодарским заводом "Нефтемашремонт".

Пакер гидромеханический ПГМ

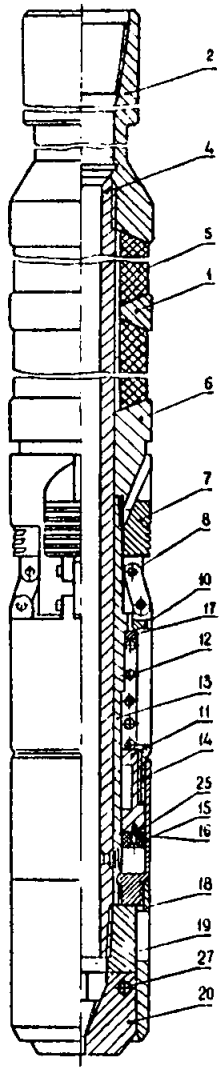


Рис.I

2. Разбуриваемые пакеры ПРГМ-I75, ПРГМ-I95 и ПРГМ-245

Пакеры разбуриваемые предназначены для разобщения заколонного пространства при изоляции зон поглощения и водопроявления в бурящихся скважинах.

Технические характеристики приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные параметры и размеры	ПРГМ-I75	ПРГМ-I95	ПРГМ-245
I. Наружный диаметр, мм	I75	I95	245
2. Длина, мм	I850	I850	I850
3. Масса, кг	I2I	I23,84	I52
4. Диаметр проходного сечения корпуса, мм	90	90	90
5. Давление запакеровки, МПа	7,5	7,5	7,5
6. Рабочая среда	вода,	цементный и буровой растворы	
7. Нагрузка запакеровки, кН	200	250	250
8. Температура рабочей среды, °С	до I00	до I00	до I00

Общий вид пакера показан на рис. 2. Он состоит из двух частей: неразбуриваемой стальной - гидравлической головки и разбуриваемой из дюралюминиевого сплава - пакера, соединяемых между собой с помощью левой трапецеидальной резьбы. В комплект входят I гидроголовка и 20 разбуриваемых пакеров.

Гидравлическая головка служит для сжатия манжеты I7 и состоит из переводника I, втулки 2, герметизирующей втулки 3,

Разбуриваемый пакер ПРГМ

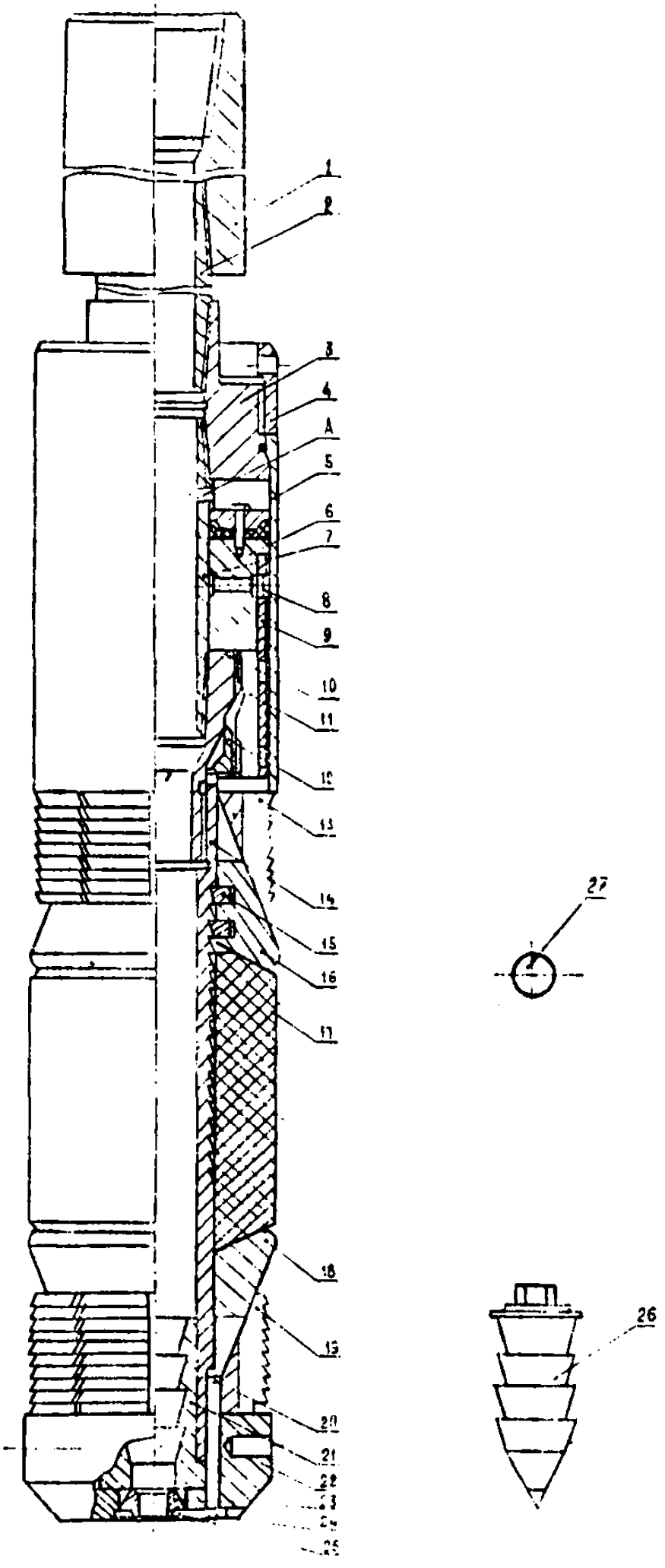


Рис.2

гайки 4, кожуха 5, поршня 6, ствола 7, винта 8, толкателя 9, переводника I0, планки II, стопора I2.

Разбуриваемая часть (пакер) состоит из плашек I3, I9, конуса I6 со стопорными кольцами I5, манжеты I7, ствола I4, седла 2I, башмака 22, конуса I8, штыря 20, пластины 25, седла 23 и стопорного кольца 24.

Пробка 26 устанавливается в седло 2I для перекрытия канала ствола I4 после окончания изоляционных работ.

Шар 27 служит для перекрытия седла 23 с целью создания давления при запакеровке.

После спуска пакера в скважину на необходимую глубину в бурильные трубы бросают шар 27, который перекрывает центральный канал седла 23. За счет циркуляции жидкости, нагнетаемой насосами, создается давление, которое передается на поршень 6 и толкатель 9. Толкатель 9 перемещает плашку I3 и конус I6 вниз, деформируя манжету I7. При этом кольца I5 конуса I6 зацепляются за конические проточки на стволе I4 и препятствуют возврату манжеты в первоначальное положение. При давлении 5-7 МПа плашка I3 разрывается и заклинивает конус I6. Натяжкой инструмента в 200 кН разрывают нижнюю плашку I9, которая после доуплотнения резиновой манжеты I7 заклинивает нижний конус I8. При этом штырь 20 и пластина 25, удерживающая стопорное кольцо 24, смещаются вниз.

После снятия давления стопорное кольцо 25 сжимается и освобождает седло 23, которое вместе с шаром падает на забой, полностью освобождая центральный канал пакера. Планка II и стопор I2 предназначены для предохранения отворота пакера от гидроголовки по левой трапецеидальной резьбе в процессе спуска

пакера в скважину. При распакеровке пакера планка II вместе с толкателем 9 движется вниз и освобождает стопор I2, который не препятствует отвороту пакера.

После установки пакера в скважине приступают к изоляционным работам, а после закачки тампонажной смеси в бурильные трубы вводится пробка 26 и продавливается расчетным количеством бурового раствора. Резиновые кольца пробки входят в конические проточки седла 2I и фиксируют ее, перекрывая центральный канал пакера.

Для подъема бурильных труб и неразбуриваемой части пакера необходимо, вращая инструмент вправо, отвернуть гидравлическую головку от разбуриваемой части. При этом вес на крюке должен быть на I-I,5 деления выше по индикатору веса, чем вес спущенных в скважину бурильных труб. Пакер остается в скважине на время 03ц, а затем разбуривается вместе с цементным мостом.

3. Перекрыватель П2I9/2I6

Перекрыватель предназначен для ликвидации зон осложнений в буровых скважинах путем перекрытия осложненных интервалов стальными гофрированными трубами.

Техническая характеристика перекрывателя

I. Диаметр скважины, мм	2I5,9
2. Диаметр исходной стальной трубы, мм	2I9
3. Диаметр перекрывателя, мм	I95
4. Длина трубы, мм	I0
5. Материал трубы	сталь I0
6. Толщина стенки трубы, мм	I0
7. Давление выправления гофрированной трубы, МПа	I8-20

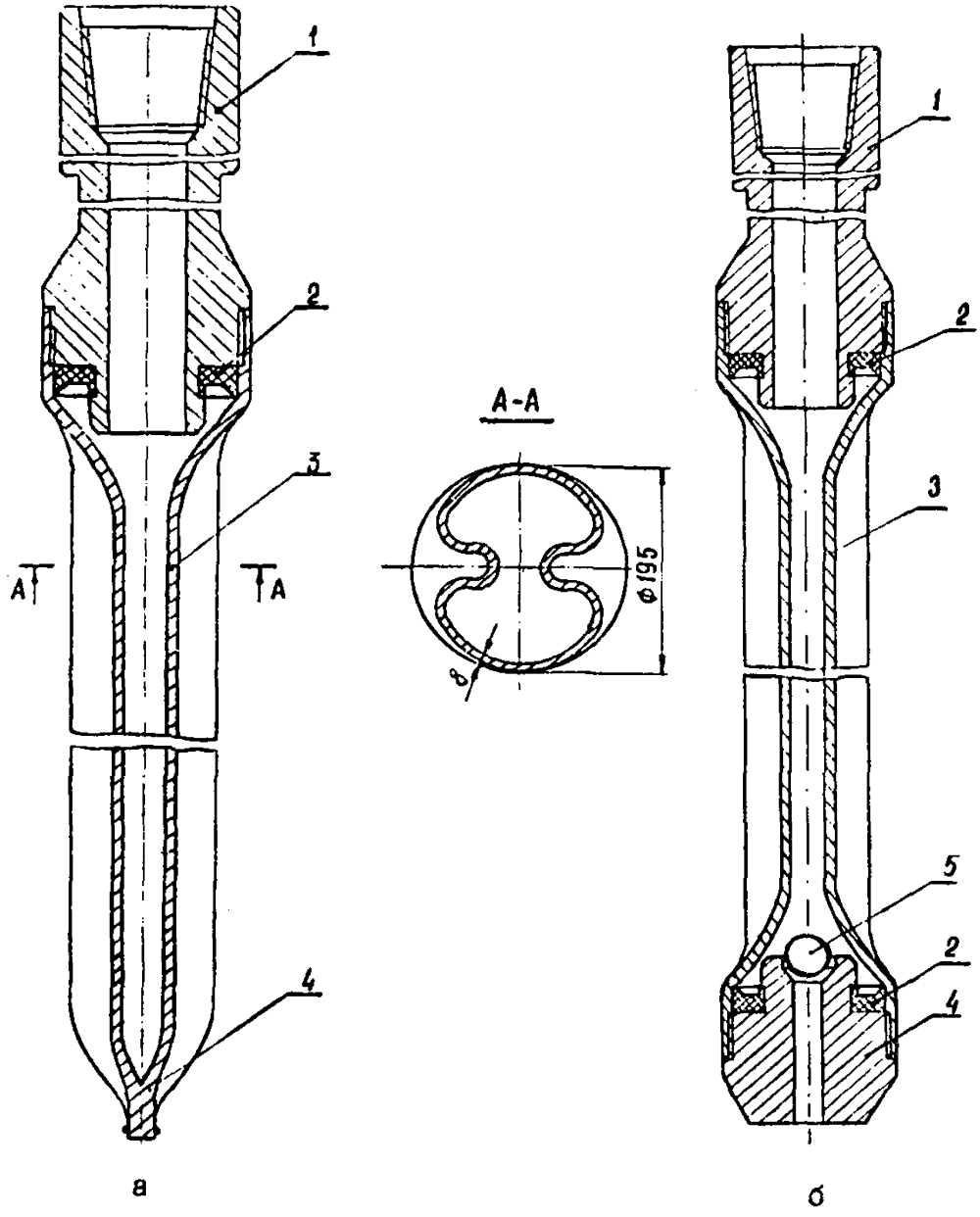
В зависимости от мощности зоны поглощения могут применяться перекрыватели длиной 10 м, 20 м и более.

10 - метровый перекрыватель (рис.3 а) состоит из гофрированной трубы 3 с забитым концом 4, переводника 1 и уплотнительного кольца 2. Гофрированная труба соединяется с переводником с помощью левой трапецеидальной резьбы.

20 - метровый (или более) перекрыватель (рис. 3 б) состоит из двух (или более) гофрированных труб 3, у которых обрезаны забитые концы, переводника 1, уплотнительного кольца 2 и башмака 4 с шаровым клапаном 5. Гофрированные трубы соединяются между собой сваркой. На один конец сваренных труб навинчивается переводник, а на другой - чугунный или дюралюминиевый башмак.

Наружные впадины труб длиной по 2 м с каждого конца заполняются вязкой пастой, состоящей из 90% битума марки БН-IУ и 10% автола.

Перекрыватель П219/216



а б

Рис.3

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

МЕТОДИКА ВЫБОРА ДОПУСТИМОЙ СКОРОСТИ СПУСКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

При спуске обсадной колонны на длину каждой трубы среднюю скорость спуска следует выдерживать в следующем технико-технологически обоснованном интервале (в м/с):

$0{,}17 \leq \vartheta \leq 1{,}0$ для эксплуатационных колонн;

$0{,}17 \leq \vartheta \leq 0{,}8$ для технических колонн;

$0{,}17 \leq \vartheta \leq 0{,}5$ для кондукторов..

Под средней скоростью понимается отношение длины обсадной трубы к времени её опускания в скважину.

Дополнительно необходимо ограничить максимальное значение скорости спуска ϑ_{max} согласно условию недопущения поглощений бурового раствора.

Расчет производится в следующей последовательности.

1. Принять допустимую величину давления на каждый известный поглощающий пласт $P_{доп}$, которое равно 85-90 % давления гидроразрыва или начала поглощения для данного пласта.

2. Определить допустимое гидродинамическое давление на уровне каждого поглощающего пласта

$$P_{п} = P_{доп} - \frac{\rho_{б} \cdot H_{п}}{100},$$

где $\rho_{б}$ - плотность бурового раствора, г/см^3;

$H_{п}$ - глубина расположения поглощающего пласта, м

3. Все последующие расчеты производить поочередно для глубин спуска колонны L через каждые 500-700 м.

4. Определить с учетом затухания импульса давления допустимое гидродинамическое давление на уровне башмака колонны $P_{гд}$

для данной глубины её спуска относительно каждого поглощающего пласта по следующим формулам:

а) если $L < L_п$, т.е. колонна находится выше данного поглощающего пласта, то

$$P_{гд} = min \begin{cases} P_п \cdot e^{0,00047(H_п - L)} \\ \frac{1}{2} P_п \cdot e^{0,00047(2H_с - L - H_п)} \end{cases}; \quad (3)$$

б) если $L \geq H_п$, т.е. колонна спущена ниже данного поглощающего пласта, то

$$P_{гд} = P_п \cdot e^{0,0012(L - H_п)} \quad (4)$$

Для удобства расчетов значения показательной функции приведены в таблице.

Значения функции e^x при различных x

x	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8
e^x	1	1,11	1,22	1,35	1,49	1,65	1,82	2,23	2,72	3,32	4,06	4,95	6,05

2	3	4	5	6
17,39	120,1	54,6	148,4	403,4

5. Из значений $P_{гд}$, определенных для всех поглощающих пластов, для дальнейшего расчета принять наименьшее значение.

6. Определить максимальное значение средней скорости спуска

$$v_{max} = \sqrt{\frac{P_{гд}}{1,6 \cdot 10^{-4} \rho_б \sum \frac{l_i}{D_i - d_i}} - 0,25\left(1 - \frac{1}{\rho_б}\right)}, \quad (5)$$

где l_i – длина участка с постоянными размерами, м;

D_i и d_i – диаметр, соответственно, скважины и обсадной колонны, м.

7. В качестве допустимой скорости спуска обсадной колонны принять наименьшее из значений, полученных по формуле (5) и из правой части условия (I).

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ ПОДАЧИ НАСОСОВ ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ

Расчет производится в следующей последовательности:

I. Принять допустимую величину забойного давления, которое равно 85–90 % давления гидроразрыва или поглощения, известных по опыту бурения.

2. Принять минимальную подачу для конечного момента цементирования Q_{min} = 3–6 л/с.

3. Определить суммарное гидродинамическое давление на конечный момент цементирования по эмпирической формуле

$$P_д = 1{,}2 + 0{,}8 \cdot 10^{-8} \rho_б L \cdot Q^2_{min} \left[\frac{1}{d_в^2} + \frac{H_ц \cdot \rho_т}{L \cdot \rho_б (D-d)^2} \right] \quad (I)$$

где $\rho_б$ и $\rho_т$ – плотность, соответственно, бурового и тампонажного растворов, г/см^3;

L – длина обсадной колонны, м;

$H_ц$ – проектная высота подъема тампонажного раствора, м;

$d_в$ и d – внутренний и наружный диаметры колонны труб, м;

D – диаметр скважины, м.

В формуле (I) следует использовать в качестве $d_в$, d и D средневзвешенные по длине колонны значения диаметров согласно формуле

$$d = \frac{\Sigma l_i d_i}{L}, \quad (2)$$

где l_i – длина участка с постоянным сечением, м, причем $\Sigma l_i = L$.

4. Определить потери давления в заколонном пространстве $P_{зп}$ при $Q = Q_{min}$ по формуле

$$P_{зп} = \frac{P_д}{1 + \frac{D-d}{2d_в} \sqrt{\frac{Q(D-d)}{dc}}}. \quad (3)$$

5. Определить давление на забой скважины в конечный момент цементирования

$$P_3^{кон} = 0{,}01[\rho_б(L - H_ц - h_{бж}) + \rho_т H_ц + h_{бж}\cdot\rho_{бж}] + P_{зп}, \quad (4)$$

где $\rho_{бж}$ – плотность буферной жидкости, г/см^3;

$h_{бж}$ – высота столба буферной жидкости в заколонном пространстве, м.

6. Проверить выполнение условия $P_3^{кон} \leq P_{д доп}$. Если оно нарушается, то уменьшить подачу Q_{min} и повторить расчет заново. Если это не помогает, то применить тампонажный раствор с меньшей плотностью.

7. Определить среднюю (за всю продолжительность продавливания) подачу

$$Q_{пр} = \Gamma \frac{\pi}{24}(D-d)(D^2-d^2), \quad (5)$$

где $\Gamma = 75 - 105\frac{I}{C}$.

8. Определить максимальную подачу (для начала продавливания)

$$Q_{max} = 2Q_{пр}. \quad (6)$$

9. Определить потери давления в заколонном пространстве при максимальной подаче по формуле (3), если $P_д$ равно

$$P_д^{нач} = 1{,}2 + 0{,}8\cdot 10^{-8}\rho_б\cdot L\cdot Q_{max}\left[\frac{1}{d_0} + \frac{\rho_т}{\rho_б(D-d)^2}\right]. \quad (7)$$

I0. Определить забойное давление на начало продавливания

$$P_3^{нач} = 0{,}01\rho_б\cdot L\cdot P_{зп}; \quad если \quad V_т + V_{бж} \leq V_к$$

$$P_3^{нач} = 0{,}01[(L - h_{зп} - h_{бж})\rho_б + \rho_{бж}\cdot h_{бж} + \rho_т\cdot h_{зп}] + P_{зп}; \quad если \quad V_т \geq V_к, \quad (8)$$

где $h_{зп}$ – длина столба тампонажного раствора в заколонном пространстве, м;

$V_т, V_{бж}, V_к$ – объемы, соответственно, тампонажного раствора, буферной жидкости и колонны, м^3.

.II. Проверить выполнение условия $P_з^{нач} \leq P_{доп}$. Если оно нарушается, то уменьшить подачу Q_{max} и повторить расчет заново.

I2. Продавливание следует начинать с подачи Q_{max} и постепенно её снижать по мере роста устьевого давления до Q_{min} к концу продавливания.

I3. Если цементирование производится с расхаживанием обсадной колонны, то полученную выше допустимую подачу нужно снижать на величину

$$\Delta Q = 785\, d^2 \cdot K \cdot V_{сп}\,, \qquad (9)$$

где $V_{сп}$ – максимальная скорость спуска колонны при расхаживании, м/с;

K – поправка, учитывающая увеличение жидкости наружной поверхности движущейся колонны

$$K = \frac{\alpha^2 - 1}{2\alpha^2 \cdot \ln \alpha}\,,$$

где $\alpha = \frac{d}{D}$.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

стр.

I. ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ..... 4

I.I. Признаки вскрытия зоны поглощения..... 4

I.2. Определение интервала поглощения..... 5

I.3. Определение интенсивности поглощения..... 6

I.4. Гидродинамические исследования при промывке скважины водой..... 6

I.5. Гидродинамические исследования при промывке скважины буровым раствором..... 9

I.6. Обработка результатов гидродинамических исследований..... II

I.7. Определение раскрытия поглощающих каналов..... I2

I.8. Определение направления и интенсивности водопереторов по стволу скважины..... I4

I.9. Определение уровня жидкости в скважине..... I4

2. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН..... I5

2.I. Общие технологические мероприятия по предупреждению поглощений бурового раствора..... I5

2.2. Применение наполнителей..... I9

2.3. Применение аэрированных буровых растворов..... 2I

3. ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ..... 23

3.I. Тампонажные растворы на основе неорганических вяжущих..... 23

3.2. Тампонажные растворы на основе полимеров..... 30

3.3. Тампонажные пасты на глинистой основе..... 34

3.4. Тампонажные пасты на основе неорганических вяжущих..... 36

4. ИЗОЛЯЦИЯ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ..... 39

4.I. Общие положения..... 39

стр.

4.2. Технология изоляции поглощающих пластов..... 41
4.3. Доставка тампонажных растворов к зоне поглощения.. 43
4.4. Технология изоляции зон поглощений с применением наполнителей..... 51
4.5. Изоляция зон поглощений стальными перекрывателями 57
4.6. Изоляция зон поглощений перекрывающими устройствами УПП-ВНИИБТ..... 59
4.7. Изоляция зон поглощений потайной колонной..... 63
5. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН..... 64
5.1. Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны..... 64
5.2. Спуск обсадной колонны..... 65
5.3. Цементирование скважин..... 66
5.4. Способы цементирования..... 67
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Рекомендации по выбору способов изоляции поглощающих пластов, принятые в объединении Татнефть..... 71
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Графоаналитический метод определения параметров проницаемых пластов по данным гидродинамических исследований при закачке технической воды..... 73
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Рекомендации по борьбе с поглощениями в зависимости от раскрытия поглощающих каналов..... 80
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Расчет направления и интенсивности водоперетоков по стволу скважины..... 81
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Наполнители для борьбы с поглощениями... 84
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Расчет объема агентов при бурении скважин с применением аэрированного раствора..... 87

стр.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Технические средства, применяемые при исследовании и изоляции поглощающих пластов..... 90

ПРИЛОЖЕНИЕ 8. Методика выбора допустимой скорости спуска обсадной колонны..... 99

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. Расчет допустимой подачи насосов при цементировании..... 102

Заказ 2260 Тираж 1000
gost.e-ecolog.ru
Ротапринт ВНИИКРнефти, г.Краснодар,ул.Мира,34