Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт	Природных ресурсов
Направление подготовки	«Нефтегазовое дело» («Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»)
Кафедра	Бурения скважин

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора на месторождениях Восточной Сибири и республике Саха (Якутия)»

УДК 622.248.33-049.34(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Д	Макаренко Павел Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Хорев В.С.	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н.,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
заф. кафедры ГРНМ	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

Томск – 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа содержит: 81 с., 8 рис., 10 табл.,

Ключевые слова: поглощение, буровой раствор, ударно-вращательное бурение, очистка забоя, газожидкостные смеси, Восточная Сибирь, геологические условия, давление, предотвращение поглощений, осложнения при бурении…

Объектом исследования является процесс строительства скважины.

Цель работы – оценить возможность бурения с очисткой забоя воздухом (ГЖС), как способа предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора.

В процессе исследования способов предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора, было выделено несколько способов, которые были поверхностно рассмотрены.

В ходе обзора решений предотвращения катастрофических поглощений, был выделен ударно-вращательный метод бурения с применением ГЖС для дальнейшего изучения его эффективности и применимости.

В данной работе была поставлена задача рассмотрения актуальности применения данного метода в условиях Восточной Сибири и республике Саха, были проанализированы геологические условия месторождения Восточной Сибири и оценена возможность применимости данного метода в тех или иных условиях.

Анализ исследований показал, что данная технология актуальна и имеет возможность дальнейшего изучения и усовершенствования для предотвращения катастрофических поглощений и более быстрого бурения скважины.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 5
1. Литературный обзор 6
1.1. Причины, классификация и признаки поглощений. 6
1.2. Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения. 9
1.3. Исследование интервалов поглощения. 10
1.3.1. Определение местоположения интервала поглощения 10
1.3.2. Интенсивность поглощения 12
1.4. Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора 13
1.5. Основные методы ликвидации поглощений. 17
1.5.1. Снижение плотности бурового и тампонажного растворов. 18
1.5.2. Применение наполнителей 19
1.5.3. Применение различных тампонажных смесей для установки мостов. 22
1.5.4. Замораживание зон поглощения 35
1.5.6. Изоляция поглощения взрывом. 36
1.6. Ликвидация катастрофических поглощений при бурении. 36
1.6.1. Применение перекрывателей. 37
1.6.2. Применение эжекторного насоса. 37
1.6.3. Полимерный реагент ПБС 40
1.6.4. Ударно-вращательный способ бурения с очисткой забоя воздухом. .. 43
2. Технология ударно – вращательного бурения с очисткой забоя воздухом. ... 44
2.1. Снижение репрессии на продуктивный пласт, технология ударно – вращательного бурения. 44
2.2. Технология получения и применения газожидкостных систем при бурении. 47
3. Оценка применимости ударно-вращательного бурения с очисткой забоя воздухом (ГЖС) как способа предотвращения катастрофических поглощений промывочной жидкости на месторождениях Восточной Сибири и республике Саха. 58
3.1. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России. 58

3.2. Геологическая часть на примере Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области. 63
3.3. Рассмотрение поглощений на примере некоторых скважин Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения. 71
3.4. Промежуточные выводы по геологии и осложнениям. 73
3.5. Обоснование предложения по внедрению ударно-вращательного бурения с применением газообразных рабочих агентов на Дулисьминском НГКМ. ... 78
4. Экономическое обоснование разработки бурового раствора для борьбы с катастрофическими поглощениями 83
4.1 Расчет материальных затрат НТИ 83
4.2 Расчет затрат на специальные оборудование и компоненты для проведения научных исследования и экспериментальных работ 84
4.3 Затраты по основной заработной плате 85
4.4 Затраты на единоразовые выплаты в связи со сдачей этапа 88
4.5 Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды 88
4.6 Накладные расходы 89
4.7 Формирование бюджета научно-исследовательского проекта 89
4.8. Оценка сравнительной эффективности исследования 90
5. Социальная ответственность при бурении ударно-вращательным способом с очисткой забоя воздухом. 93
5.1. Профессиональная социальная безопасность 93
5.1.1. Расчет молниещиты буровой установки 100
5.2. Экологическая безопасность 102
5.2.1. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды 104
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 109
Список используемых источников 111
Приложение (А) 114

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в отечественной промышленности значительное развитие получил нефтегазовый сектор Восточной Сибири, так как на ее территории сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, на Толаканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях – более 170 млн. тонн; на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении (ДНГКМ) – 81,5 млн. тонн нефти и конденсата и 80 млн. $м^3$ газа [1].

Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, сопряжены с тяжелыми условиями бурения, в связи со сложным геологическим строением недр региона. Эти условия как правила связаны с поглощением промывочной жидкости.

Поглощающие пласты как правило представлены несвязными, мелкопористыми, пористыми (песчаными и крупнообломочными), закарстованными и трещиноватыми породами. Более активные поглощения отмечаются чаще всего в крупнообломочных, закарстованных и трещиноватых горных породах. Глубина залегания несвязных и кавернозных пород как правило не более 300 м, трещиноватые же породы встречаются на разной глубине. С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота трещин как правило понижается. С увеличением мощности пласта расстояние между трещинами растёт. При повышении прочности пород густота трещин уменьшается.

Цели работы: оценить возможность бурения с очисткой забоя воздухом (ГЖС), как способа предотвращения катастрофических поглощений бурового раствора.

Объект исследования: ударно-вращательное бурение с применением воздуха (ГЖС).

1. Литературный обзор

1.1. Причины, классификация и признаки поглощений.

Поглощение – это потеря некоторого объёма бурового или тампонажного растворов вследствие их фильтрации из ствола скважины в пласт. Поглощение является одним из наиболее распространённых видов осложнений.

Поглощающие пласты обычно представлены несвязными, мелкопористыми, пористыми (песчаными и крупнообломочными), закарстованными и трещиноватыми породами. Наиболее интенсивные поглощения отмечаются чаще всего в крупнообломочных, закарстованных и трещиноватых горных породах. Глубина залегания несвязных и кавернозных пород обычно не превышает 300 м, трещиноватые же породы встречаются на любой глубине. С ростом глубины залегания пород раскрытие и густота трещин обычно снижается. С увеличением мощности пласта расстояние между трещинами растёт. При увеличении прочности пород густота трещин уменьшается.

В районах с растворимыми породами (карбонатные, сульфатные, хлориды) возможно вскрытие каверн, пещер, а также провалы бурильного инструмента, что связано с карстами. Закарстованность пород обычно затухает с глубиной. Очень часто поглощения встречаются в зонах с АНПД.

Таким образом, поглощение и его интенсивность зависят от пористости и проницаемости пласта. При этом различают открытую (естественную) и закрытую пористость.

Открытая пористость обусловлена естественными горно-геологическими условиями. При этом поглощение жидкости происходит при следующем условии:

$$Рпл. < Рг.ст. + Рг.д. < Рг.р.,\quad (1)$$

где $Рпл.$ – пластовое давление, Па;

$Рг.ст.$ – гидростатическое давление, Па;

$Рг.д.$ – гидродинамическое давление, Па;

$Рг.р.$ – давление гидроразрыва, Па.

Закрытая пористость обусловлена гидроразрывом пласта и формированием трещин искусственным способом в результате увеличения гидродинамического давления в скважине, то есть по причинам, обусловленным деятельностью человека. При этом поглощение происходит при следующем условии:

$$Рг.ст. + Рг.д. > Рг.р..\quad (2)$$

По интенсивности поглощения разделяются на частичные (без потери циркуляции), полные (циркуляция отсутствует, но уровень бурового раствора находится у устья скважины) и катастрофические (со значительным падением уровня бурового раствора в скважине ниже устья).

В настоящее время нет единой и общепризнанной классификации интервалов поглощений, которая могла бы стать общей базой для выбора рациональных способов и средств ликвидации поглощений. Существующие же на сегодняшний день классификации поглощений основываются на опыте проводки скважин на площадях и месторождениях, расположенных в различных районах бурения. Например, в таблице 1 представлена некоторая из существующих классификаций поглощений и рекомендуемые мероприятия по их профилактике и ликвидации.

Таблица 1 – Классификация поглощений, методы профилактики и ликвидации поглощений промывочной жидкости (Б. Б. Кудряшов, А. М. Яковлев)

	Поглощение	
	удельные потери раствора, $м^3/ч$	% от подачи насоса
1	< 0,1	Умеренное < 5
2	0,1-0,2	Частичное 5-30
3	0,2-0,3	Среднее 30-60
4	0,3-0,4	Полное 60-100
5	> 0,4	Полное и катастро-фическое > 100

Основными признаками поглощения являются:

1. Уменьшение объёма бурового раствора в приёмных ёмкостях при бурении.

2. Расход вытекающего на устье бурового раствора меньше закачиваемого в скважину.

3. Увеличение скорости бурения (обусловлено снижением *Рг.ст* в скважине при падении уровня раствора).

4. Провалы инструмента при бурении (обусловлено закарстованностью пород, наличием трещин и пещер).

5. Снижение уровня бурового раствора в скважине в «покое».

6. Снижение давления в скважине за счёт снижения гидравлических сопротивлений в затрубье.

1.2. Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения.

Принято выделять три разновидности поглощений:

– поглощение трещинами, образующимися вследствие чрезмерных давлений бурового раствора;

– поглощение ранее существовавшими открытыми трещинами в пласте;

– поглощение большими полостями, обладающими структурной прочностью (такими, как крупные каверны или каналы, образующиеся в процессе выщелачивания). Также распространены поглощения в пластах с аномально низким пластовым давлением.

На стадии выбора наиболее подходящего решения необходимо установить критерии и провести их ранжирование в соответствии с удельным весом каждого критерия:

– соответствие предлагаемой технологии природе поглощения в данных условиях;

– безопасность предлагаемой технологии;

– экономика предлагаемой технологии;

– потенциальные риски;

– имеющиеся технические ограничения [10].

1.3. Исследование интервалов поглощения.

Для качественной и полной изоляции или ликвидации зоны поглощения необходимо определить:

1) Местоположение пласта;
2) Интенсивность поглощения;
3) Размеры сечения каналов в пласте.

1.3.1. Определение местоположения интервала поглощения

Различают промыслово-геофизические и гидродинамические методы определения местоположения поглощающих пластов.

Промыслово-геофизические исследования:

1) Электротермический: бурильную колонну без долота спускают выше интервала поглощения, закачивают раствор, прекращают закачку, через трубы спускают электротермометр и делают запись температуры по стволу скважины. На верхней границе интервала поглощения должен быть скачок температуры. Метод наиболее эффективен, когда имеются значительный температурный градиент и большая интенсивность поглощения. Однако, данный метод не всегда позволяет определить чёткие границы поглощающего пласта.

2) Резистивиметрический: измеряют удельное электрическое сопротивление (УЭС) бурового раствора, затем спускают колонну БТ, закачивают порцию засоленной воды (с минерализацией выше пластовой), снова замеряют удельное электрическое сопротивление через 15 мин. В интервале поглощения произойдёт изменение УЭС. Отличается простотой исполнения и даёт довольно чёткие границы интервала поглощения.

3) Стандартный электрический каротаж: замеряется кажущееся удельное со-противление пород (КС) и естественный потенциал скважины (ПС). При обнаружении поглощающего пласта отмечается резкое изменение КС и ПС. Достаточно простой метод и позволяет достаточно точно определить границы.

4) Радиоактивный каротаж: включает гаммокаротаж (ГК) и нейтронный гаммокаротаж (НГК). Поглощающий горизонт характеризуется пониженной гаммоактивностью. В целом надёжность ГК и НГК невелика.

5) Фотокаротаж: позволяет дополнительно определить форму и размер поглощающих каналов. Фотографирование осуществляется в сухих или заполненных чистой прозрачной водой скважинах, что является основным недостатком этого метода. Кроме этого, очень дорогой метод.

6) Кавернометрия: используется как составная часть других методов исследований поглощающих горизонтов. Позволяет определить зону разрушенности зоны поглощающего пласта.

Гидродинамические методы исследования:

Сущность заключается в измерении расхода потока жидкости, движущейся по скважине. Прибор спускается в скважину, на верхней границе интервала поглощения и вниз скорость уменьшается, а на нижней границе равна нулю. Расходомеры позволяют определить глубину залегания и мощность поглощающего горизонта, число поглощающих зон, характер их взаимодействия.

Технология расходометрии несложна, а затраты времени на её проведение невелики. На сегодняшний день разработан целый ряд расходомеров:

1) Расходомеры конструкции УфНИИ серии РГД (расходомеры глубинные дистанционные): РГД-3, РГД-4, РГД-5, РГД-6. Имеют сложную конструкцию, значительные диаметры и не приспособлены для работы в загрязнённых жидкостях.

2) Расходомер конструкции Тат НИИ РГД-36 с управляемым пакером. Малогабаритен, имеет достаточно высокую точность измерения. Однако, имеет сложную конструкцию и не приспособлен для работы в загрязнённых средах.

3) Расходомеры конструкции ВНИИнефтепромгеофизика серий ДГД и РГТ-М. Малогабаритны и удобны в эксплуатации.

4) Расходомер конструкции Западно-Сибирского геологического управления РСТ-3СГУ. Используется в основном в разведочном бурении.

5) Расходомер конструкции Уральского геологического управления ТСР 34/70-ЭМ. Используется в основном в разведочном бурении.

6) Расходомер конструкции Донбассантрацитовского управления ДАУ-3М. Используется в основном в разведочном бурении.

7) Зарубежные конструкции расходомеров выпускаются фирмами: «Хамбл», «Шлюмберже», «Нобель Ойл».

1.3.2. Интенсивность поглощения

Под интенсивностью поглощения понимается расход жидкости в пласт при установившемся давлении (Q при P). Существует несколько способов исследования:

Способ прослеживания за изменением уровня жидкости (применяется при $H_{ст} > 30$м), где $H_{ст}$ – расстояние от устья до глубины статического уровня. Порядок проведения операций:

1) Поднимается бурильный инструмент и по истечении некоторого времени дважды (с разрывом 15-20 мин.) определяют уровнемером положение $H_{ст}$.

2) Спускают бурильные трубы на 5-10 м ниже $H_{ст}$.

3) Через затрубное пространство с помощью бурового насоса скважина заполняется жидкостью.

4) В момент прекращения подачи жидкости включается секундомер и датчик уровнемера спускается в трубы.

5) Замеры производятся через 5-10 м, причём фиксируется момент прохождения уровня через датчик, о чём сигнализирует в зависимости от конструкции уровнемера либо лампочка, либо стрелка амперметра, либо снижение веса поплавка. Замеры прекращаются при подходе уровня к $H_{ст}$.

6) Результаты замеров записываются в таблицу.

Способ исследования скважин способом установившихся нагнетаний.

1) Определяется статический уровень.

2) Скважина доливается до устья и закрывается превентор.

3) В затрубное пространство закачивается буровой раствор с постоянной производительностью до получения установившегося давления.

4) Меняют производительность таким образом, чтобы давление изменилось в 1,5-2,0 раза.

5) Закачки повторяются не менее чем при 3-4 расходах насоса.

6) Результаты исследований заносятся в таблицу.

1.4. Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора

Для предупреждения поглощения главным является правильный выбор плотности раствора, который осуществляется в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [59]. При этом необходим тщательный контроль за плотностью, вязкостью и другими параметрами бурового раствора.

Мероприятия по предупреждению поглощений:

– регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью химических реагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления. Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его, бурение с промывкой чистой водой;

– регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высоко - коллоидные растворы способствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных несцементированным материалом. Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента;

– улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы.

Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50-90% [1].

Методы предупреждения поглощений на стадии проектирования скважины должны разрабатываться мероприятия по предупреждению возможных осложнений при ее строительстве, но, как правило, успешность проведения данных мероприятий в большей степени зависит от конкретных геолого-технических условий бурения [17]. Сюда относится интенсивность, изменчивость, характер проявления поглощений, а также четкая и достоверная информация от параметров проницаемых пластов [18]. Комплекс предупреждающих методов делиться на две группы. В первом случае применяются методы, если ожидается вскрытие проницаемых пород бурением. Во второй группе отмечаются технологические меры, которые направлены на восстановление нормальной циркуляции промывочной жидкости. Технологические меры второй группы выполняются в случае, если методы первой группы не приводят к положительному результату. Наиболее распространенными мерами предупреждения поглощений являются:

– технологическая остановка процесса бурения на 6-10 часов с момента нарушения нормальной циркуляции и возникновения поглощения;

– переход с турбинного способа бурения на роторный и регулирование подачи буровых насосов;

– снижение скорости спуска инструмента;

– кольматация интервала поглощающих пород гидромониторными струями промывочных жидкостей на глинистой основе;

– регулирование закупоривающих и реологических свойств, плотности промывочной жидкости;

– формирование малопроницаемой быстротвердеющей цементной корки на участках ствола повышенной проницаемости;

Из всех перечисленных наиболее нестандартным методом является последний. Быстротвердеющая цементная корка создается с целью упрочнения стенок скважины и предупреждения осложнений после гидродинамических исследований поглощающих зон и с целью сохранения коллекторских свойств. Для формирования данной корки в тампонажный раствор добавляется ПВАР (поливинилацетатный реагент) [19].

Аналитические исследования и промысловый опыт приводят к одной самой весомой причине осложнений при бурении – гидравлической связи неустойчивых пород и вскрываемого бурением комплекса флюидонасыщенных пластов со стволом скважины. К неустойчивым гидродинамическим и физико-химическим процессам взаимодействия этой сложной геолого-технической системы приводит воздействие технологических факторов (свойства промывочных жидкостей и тампонажных растворов, дифференциальные давления) и геолого-физических факторов (пластовое давление и температура, свойства пластовых флюидов, фильтрационные и прочностные свойства горных пород). Подобные нестационарные процессы и являются причиной большинства встречаемых осложнений, в том числе и поглощений технологических жидкостей.

Несмотря на практическую значимость приведенных методов их использование может быть сильно ограничено довольно узким диапазоном изменения фильтрационных параметров поглощения промывочной жидкости. По этой причине применение данных способов чаще всего является временной мерой перед проведением полной и надежной изоляции поглощающих зон без необходимости остановки процесса бурения.(20,21). Для оптимального

решения проблемы в этом случае целесообразно совмещать процесс вскрытия поглощающего интервала с его изоляцией. Из всех вышеприведенных способов данному требованию отвечает только обработка ствола гидромониторными струями тампонажных растворов и промывочных жидкостей. Указанная технология имеет два основных преимущества над другими способами:

– позволяет устранить причину поглощений, т.е устраняет гидродинамическую связь проницаемого интервала со стволом скважины;

– гидромониторная кольматация позволяет создать условия, близкие к оптимальным для проведения изоляции пластов высокой проницаемости, т.е. непосредственной ликвидации поглощения.

Использование кинетической энергии гидромониторных струй промывочных жидкостей с структурно-механическими свойствами является основой гидромониторной обработки ствола. Обработка проницаемых горных пород данным методом проводится с использованием насадок в наддолотном переводнике или с помощью устройства с несколькими рабочими насадками.

Обработка ствола гидромониторными струями производится реализацией трех технологических схем:

– непрерывно во всем интервале бурения скважины до проектной глубины;

– при вскрытии интервалов бурения, осложненных пластами с АВПД (нефтегазопроявления) и АНПД (поглощения);

– при необходимости изоляции нефтегазопроявляющих пластов твердеющими изолирующими растворами;

Следующий алгоритм используется для расчета параметров гидромониторной кольматации:

– определяется скорость истечения промывочной жидкости из насадки;

– рассчитывается динамическое давление пятна струи на преграду;

– рассчитываются общие гидравлические потери в циркуляционной системе.

Общие гидравлические потери не должны превышать допустимого давления насосов для их нормальной работы при установленном диаметре втулок.

Промысловый опыт строительства нефтяных и газовых скважин показал, что метод создания кольматационного экрана гидромониторными струями приводит к общему повышению и выравниванию фильтрационно-прочностных показателей ствола, что обеспечивает безопасное и качественное бурение скважин.

1.5. Основные методы ликвидации поглощений.

При выборе методов ликвидации поглощений необходимо руководствоваться следующими критериями:

– обеспечение качественного цементирования скважины за счет надежной изоляции зон поглощения;

–обеспечение минимума затрат времени и средств на углубление ствола скважины в зоне осложнений.

Все современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на две группы:

– профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений бурового раствора в процессе углубления скважины;

– специальные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с прерыванием процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка перекрывателя и др.).

Процесс закупоривания трещин является основным профилактическим мероприятием по предупредпреждению и ликвидации поглощающих зон.

От соотношения раскрытости трещин и фракционного состава кольматанта, а также величины репрессии на пласт будет зависеть эффективность процесса кольматации.

В США, например, 90 % всех случаев поглощений ликвидируют с помощью наполнителей. С практической точки зрения выбор закупоривающих материалов и их фракционного состава ограничивается материалами, которые при добавлении к буровому раствору могут прокачиваться буровыми насосами через бурильные трубы (турбобур) и промывочные отверстия долота. В России разработаны и применяются различные инертные наполнители. При добавлении наполнителей к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращения затрат времени на изоляционные работы.

1.5.1. Снижение плотности бурового и тампонажного растворов.

Снижение плотности бурового и тампонажного растворов способствует снижению гидростатического и гидродинамического давлений, а следовательно интенсивности поглощения. Однако, следует отметить, что к уменьшению плотности промывочной жидкости следует относиться с особой осторожностью, особенно при наличии в необсаженном стволе напорных пластов и неустойчивых пород. Снижение плотности бурового раствора достигается насыщением его воздухом (аэрацией) или разбавлением водой.

Аэрация раствора возможна двумя способами: компрессорный и бескомпрессорный. Первый способ предопределяет использование сжатого воздуха и его закачку от компрессора через специальные устройства в нагнетательную линию насоса. Второй способ предопределяет необходимость обработки бурового раствора поверхностно-активными веществами

(сульфонол, диталан), лигносульфонатами (ФХЛС, КССБ) и другими вспенивающими реагентами.

Следует отметить, что к разбавлению раствора водой следует подходить с особой осторожностью, т. к. можно необратимо ухудшить качество раствора.

1.5.2. Применение наполнителей

Наполнители предназначены для закупоривания пор и трещин, по которым в пласт перетекает жидкость. Действие наполнителя сводится к образованию в трещинах и порах пласта за счёт заклинивающего действия пробок (тампонов), которые с течением времени разрастаются и в процессе фильтрации раствора под действием перепада давления уплотняются. В качестве наполнителей используют отходы промышленного производства: опилки, слюду, целлофан, резину, древесину, асфальт и др. Наполнители разделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые (гранулированные), характеристика которых представлена в таблице 2

Считается, что максимальные размеры частиц наполнителя должны быть в два раза меньше раскрытия трещин. Однако, из-за разнообразия форм частиц наполнителя и трещин такие рекомендации носят общий характер. Поэтому рекомендуется применять сразу несколько типов наполнителей с различными размерами, так как это оказывает наибольший эффект. Например, рекомендуется применять смесь гранулярных, волокнистых и чешуйчато-пластинчатых наполнителей в соотношении 1 : 1 : 1. Объёмная концентрация наполнителей в жидкости рекомендуется 15-20%. В качестве жидкости намыва применяют глинистые растворы с фильтрацией более 40 $см^3$/30 мин.

Таблица 2 – Характеристика наполнителей

Наполнитель	Характеристика закупоривающего материала	Фракционный состав		Концентрация, кг/м³	Размер закупори-ваемых трещин, мм
		Мм	%		
Бумажные Волокна	Волокнистые	-	-	2	< 1,5
Целлофан	Пластинчатый	0,5-1 1-1,5 1,5-3 3-5 5-7 7-10	8 8 21 43 16 4	2,5	1,3
Сено	Волокнистые	< 10 10-13	3,4 6	3,4 2,3	1,3 3
Речной песок	Зернистый	0,1-1	1	20-50	1,5-2
Опилки Древесные	Волокнистый	0,5-1 1-1,5 1,5-3 3-5 5-7 7-10 > 10	1 5 7 28 21 33 5	0,5 1-1,5 2 2 2 2 2	2 4 6 6 6 6 6
Перлит	Зернистый	0,5	6	2,3 0,25 0,5	3 2,5-3 4
Резиновая Крошка	Зернистый	0,5-1 1-1,5 1,5-3 3-5 5-7	1 27 25 45 1	2,5	3
Губчатая Резина	Зернистый	3	10	3-5	< 6
Зернистый Известняк	Зернистый	0,2	2	11-12	3-3,2
Наполнитель	Характеристика закупоривающего материала	Фракционный состав		Концентрация, кг/м³	Размер закупори-ваемых трещин, мм
		Мм	%		
Кордовое Волокно	Волокнистые	0,5-1 1-1,5 1,5-3 3-5 5-7 7-10 > 10	14 16 8 18 14 24 6	> 6	5-6
Шлам Буровой	Зернистый	0,2-1,0	2-5	-	6-8
Пакля строительная	Волокнистые	< 50	-	2	8-10
Керамзит	Зернистый	0,5	25	< 30	< 20-25

Технология намыва наполнителя в пласт осуществляется следующим образом. Ввод наполнителей в буровой раствор осуществляется с помощью гидромешалки. Намыв наполнителей производят через открытый конец бурильных труб или через бурильные трубы с пакером (под давлением). Колонну бурильных труб спускают на 10-15 м выше кровли поглощающего пласта и с помощью буровых насосов или цементировочных агрегатов начинают закачку наполнителя, который вымывают до появления циркуляции. После появления циркуляции намыв прекращается и бурильные трубы спускают на 10-15 м ниже подошвы поглощающего пласта с восстановлением циркуляции для определения результатов намыва. Если ликвидировать поглощение не удалось, то операции по намыву повторяют с другими наполнителями. Если поглощение удалось ликвидировать, то целесообразно после закачки в пласт пачки раствора, приподнять инструмент и оставить скважину в покое на 4-8 часов. При промывке скважины раствором с наполнителем оборудование очистки бурового раствора необходимо отключить.

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 ниже подошвы поглощающего пласта на 10-15 м с целью определения возможного образования пробки из наполнителей. Затем трубы поднимают и пакер устанавливают на прежнее место с последующим определением приемистости пласта (эффективности намыва наполнителей). Если приёмистость пласта осталась без изменения, то намывают наполнитель большего размера.

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 удалось, то дальнейшее применение данного наполнителя нецелесообразно.

При полном поглощении применяют контейнерную доставку наполнителей или тампоны типа «мягких пробок». Тампон представляет собой концентрированную тестообразную массу различных наполнителей, смешанных с глинистым или цементным раствором. Объём тампона должен быть не менее 20 $м^3$.

Рекомендуемые концентрации наполнителей в растворе должны составлять не более 30 $кг/м^3$ при роторном способе и не более 5 $кг/м^3$ при турбинном.

Ввод наполнителей в тампонажные растворы осуществляется в сухой цемент в цементировочно-смесительную машину через цементировочную воронку при затарке или непосредственно в приёмный чан ЦА. Обычно концентрация составляет 3-6%, иногда до 7-15%.

Намыв наполнителей обычно применяется при интенсивности поглощения менее 100 $м^3/ч$ перед закачкой цементных растворов. При этом удаётся перекрыть наиболее крупные каналы поглощающего пласта. Поэтому очень часто в качестве наполнителя используют песок.

Общая и товарная характеристика отдельных наполнителей для предупреждения и ликвидации поглощений представлена в приложении 1.

1.5.3. Применение различных тампонажных смесей для установки мостов.

Тампонажные смеси должны обладать рядом свойств:

- удовлетворительной подвижностью на период транспортирования от дневной поверхности до зоны поглощения;
- возможно меньшей плотностью;
- способностью при растекании по трещинам зоны поглощения быстро загустевать и превращаться в практически непроницаемое твёрдое тело;
- не растекаться далеко от скважины по кавернам и не разжижаться пластовой водой.

В качестве тампонажных смесей применяются растворы на основе неорганических вяжущих, полимеров и на глинистой основе. Состав тампонажных смесей и расход реагентов и материалов на одну операцию представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Расход материалов при различных изоляционных работах

Вариант ликвидации поглощений	Расход материалов на одну операцию	
	Наименование материала	Количество
1	Цемент $CaCl_2$	20 т 0,75 т
2	Цемент ВОЛ	17 т 0,85 т
3	Цемент ПАА (8%-ной концентрации) Na_2CO_3 $CaCl_2$	20 т 0,5 т 0,12 т 1,0 т
4	Цемент Гипан (10%-ной концентрации) $CaCl_2$	20 т 0,2 т 1,0 т
5	Цемент Глинопорошок $CaCl_2$	15 т 5 т 1 т
6	Цементный раствор (ρ = 1,35 – 1,45 г/см^3) Глинистый раствор (ρ = 1,18 – 1,20 г/см^3)	10 м^3 10 м^3
7	Дизтопливо Глинопорошок Цемент Жидкое стекло (30%-ной концентрации)	3 м^3 3,6 т 1,5 т 0,3 м^3
8	Дизтопливо Глинопорошок	3,5 м^3 4,5 т
9	ПАА (8%-ной концентрации) NaOH или Na_2CO_3 Глинистый раствор (ρ = 1,18 – 1,20 г/см^3)	0,5 т 0,05 т 0,12 т 4,0 м^3
10	КМЦ или ОЭЦ Т-80 NaOH Вода	0,2 т 0,1 т 0,2 м^3 0,1 т 5 м^3
11	Гипан (10%-ной концентрации) Глинистый раствор $CaCl_2$ Глинопорошок	4 м^3 5 м^3 1 т 2 т
13	Глинистый раствор (ρ = 1,18 – 1,20 г/см^3) ПОЭ (1%-ной концентрации)	20 м^3 2 м^3
14	Глинистый раствор (ρ = 1,18 – 1,20 г/см^3) ПАА марки DMP (0,5%-ной концентрации)	20 м^3 4 м^3

Тампонажные смеси на основе неорганических вяжущих

- Быстросхватывающие смеси (БСС). Для их приготовления применяют стандартный портландцемент и ускорители сроков схватывания (хлористый кальций, кальцинированная сода, хлористый натрий, каустическая сода, жидкое стекло) в колличестве 1-5%, что позволяет получать БСС с началом схватывания 1-2 часа. При приготовлении БСС ускорители схватывания вводят в жидкость затворения.

- Цементно-резиновый тампонажный раствор (ЦРТР). Обладает повышенной закупоривающей способностью за счёт расширяющихся свойств и повышенной адгезии к породе. Приготавливается ЦРТР из тампонажного цемента и пенорезины путём смешивания сухих компонентов в смесителе в соотношении 95 : 5. В зависимости от водоцементного соотношения (0,6-0,8) получают тампонажный раствор плотностью 1 400-1 600 кг/м^3. Тампонажный камень обладает повышенной деформационной устойчивостью.

- Полиакриламид-цементная паста (ПАЦП). Паста получается путём смешивания цементной суспензии, приготовленной на водном растворе ГПАА, и цементной суспензии на основе водного раствора хлорида кальция. Начало загустевания пасты 1-3 часа, начало схватывания 2,5-3,5 часа. Для повышения закупоривающих свойств состава рекомендуется добавлять в него до 1-2% бентонита или пенорезины (по весу сухого цемента).

- Гипано-цементная паста (ГЦП). Получается путём впрыскивания раствора гипана 10%-ной концентрации в цементную суспензию, приготовленную на чистой воде, смешиванием полученной смеси с цементной суспензией, приготовленной на водном растворе хлорида кальция. Начало загустевания пасты 0,5-1,5 часа, начало схватывания 2,5-3,5 часа. Следует учитывать, что при введении гипана в цементную суспензию, содержащую более 2% хлорида кальция, могут возникнуть затруднения из-за образования в растворе резиноподобных полимерных сгустков полиакрилата кальция.

- Гельцементные растворы приготавливаются из тампонажного цемента и глинопорошка путём смешивания сухих компонентов в соотношении 4 : 1 или 3 : 1 с последующим их затворением на воде, затворением цемента на глинистом растворе или затворением цемента на воде с последующим смешением с глинистым раствором.

Для снижения сроков схватывания добавляют ускорители. Гельцементные растворы имеют пониженную плотность и высокую скорость структурообразования.

- Тампонажный раствор с высокой водоотдачей (ТРВВ). Обладает повышенной закупоривающей способностью за счёт увеличения степени дегидратации раствора при поступлении его в зону поглощения. ТРВВ приготавливается смешением цементного раствора плотностью 1,35-1,45 г/см^3 и бентонитового раствора плотностью 1,18-1,20 г/см^3 в соотношении 1 : 2 или 1 : 1. ТРВВ имеет большую вязкость и высокую водоотдачу, благодаря чему фильтрат перетекает в пласт, а проницаемая прискважинная зона закупоривается цементными и глинистыми материалами и наполнителями (пенорезина, целлофан). При приготовлении глинистого и цементного растворов добавляются наполнители и хлористый кальций. Следом за ТРВВ с целью получения прочного тампонажного камня приготавливают БСС, затворённую на вод-ном растворе хлорида кальция.

- Соляро-цементо-бентонитовая смесь (СЦБС). Приготавливается на основе дизельного топлива и имеет следующий состав: 1 000-1 200 кг глинопорошка, 300-500 кг цемента на 1 м^3 дизельного топлива. При смешивании на забое СЦБС с водой или глинистым раствором в соотношении от 1 : 0,5 до 1 : 1 образуется нерастекаемая тампонажная паста, имеющая высокую пластическую прочность. Для сокращения сроков схватывания в СЦБС рекомендуется добавлять жидкое стекло не менее 30%-ной концентрации в количестве до 10%. При прокачивании смесь должна быть

изолирована от продавочной жидкости буферными порциями (сверху и снизу) дизельного топлива не менее 1 $м^3$ каждая.

Тампонажные пасты на глинистой и полимерной основе.

Пасты на полимерной и глинистой основе представляют собой высоковязкие тампоны (с растекаемостью менее 10 см), которые применяются для проведения предварительных операций по изоляции зон интенсивных поглощений с последующей закачкой БСС или как самостоятельные изолирующие смеси при низкой интенсивности поглощения.

- Соляро-бентонитовая смесь (СБС). Приготавливается следующим образом: на 1 $м^3$ дизтоплива (нефти) 1,2-1,5 т глинопорошка. При прокачивании смесь должна быть изолирована от продавочной жидкости буферными порциями дизтоплива. При вытеснении СБС из труб в заколонное пространство прокачивают глинистый раствор в количестве 0,5-1,0 объёма смеси, в результате чего смесь быстро загустевает и через 15 минут приобретает пластическую прочность 40-60 кПа.
- Вязкоупругая смесь (ВУС) на основе ПАА. Получается путём смешивания 2%-ного водного раствора ПАА предварительно гидролизованного каустической или кальцинированной содой и глинистого раствора в соотношении 1 : 2. Перемешивание компонентов осуществляется в течение 10-30 минут до получения однородной смеси.
- ВУС на основе эфиров целлюлозы. Приготавливается следующим образом: мерник ЦА заливают расчётное количество воды и Т-80, а затем засыпают КМЦ или ОЭЦ. Далее с помощью работы насоса ЦА «на себя» перемешивают смесь до полного растворения КМЦ (ОЭЦ). Затем в приготовленный раствор добавляют водный раствор каустической соды и сульфата меди и опять перемешивают. Перемешивание прекращается до момента резкого увеличения вязкости смеси.
- Глинистая паста с гипаном. Паста получается путём смешивания глинистого раствора, приготовленного на 15-20% водном растворе хлорида кальция, с раствором гипана 10%-ной концентрации. На буровой

приготовление осуществляется с использованием двух ЦА. В ёмкости 1-го готовят 5-6 $м^3$ глинистого раствора с наполнителями, в ёмкости 2-го заливают 4-6 $м^3$ гипана. Компоненты смеси в равных объёмах одновременно закачивают в скважину через тройник.

- ВУС на основе гипана. Получается путём смешивания солей геля алюминия и товарного гипана в соотношении от 1 : 1 до 1 : 2. Смешивание компонентов осуществляется в нагнетательной линии при одновременной работе двух агрегатов.
- ВУС на основе полиоксиэтилена (ПОЭ). Представляет собой пластиноподобную массу с пластической прочностью до 10 кПа. Приготовление ВУС осуществляется в одновременном закачивании в трубы через «стояк» буровым насосом глинистого раствора с наполнителем и агрегатом 1%-ного водного раствора ПОЭ в соотношении 10 : 1.
- ВУС на основе японского ПАА марки DMP или DK-drill. Получается при одновременной подаче в трубы буровым насосом глинистого раствора через «стояк» и ЦА 0,5-1,0%-ного раствора ПАА в соотношении 5 : 1 или 10 : 1 в зависимости от качества глинистого раствора и ПАА.

Эффективность изоляции улучшается, если в тампонажный раствор вводить некоторое количество наполнителей (опилки, скорлупа, резина и др.).

Изоляция поглощающих пластов.

При планировании изоляционных работ рассчитывается объём смеси, определяют её состав и свойства, определяют способ доставки смеси к зоне поглощения, глубину спуска бурильных труб, место установки пакера, проводят расчёт параметров процесса изоляции и намечают мероприятия по безаварийному проведению изоляционных работ. Изоляционные работы в поглощающей скважине целесообразно начинать по мере вскрытия поглощающего пласта и углубления скважины ниже интервала поглощения на 5-10 м. В случае вскрытия нескольких зон поглощения и при наличии межпластовых перетоков или газоводонефтепроявлений во избежание

осложнения изоляционных работ тампонирование рекомендуется производить снизу с разобщением изолируемой зоны с помощью пакера.

Перед проведением изоляционных работ выбранная рецептура тампонажной смеси испытывается в лаборатории при соответствующей температуре. При этом определяется прочность смеси, растекаемость, сроки схватывания и загустевание по консистометру в течение заданного времени. До начала работ уточняют пластовое давление изолируемого пласта.

Буровой раствор, используемый для продавливания, должен быть стабилизирован и перемешан. Плотность его должна равняться плотности бурового раствора в скважине или не превышать её на 0,02 г/см^3.

Перед тампонажной смесью и после неё закачивают буферную жидкость (2-3 м^3). В случае необходимости, перед задавливанием в пласт тампонажную смесь выдерживают в стволе скважины или в бурильных трубах. Одновременно на поверхности контролируют пластическую прочность пробы смеси.

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

В случае, если цементный мост отсутствует или оказался ниже кровли поглощающего горизонта, то заливку повторяют с увеличением объёма тампонажной смеси на 30-50%.

При продавливании тампонажной смеси регистрируется давление по показаниям манометра цементировочного агрегата. По значению давления в конце продавливания оценивают результат изоляционных работ. Если давление в конце продавливания смеси не выше 1,5-2,0 МПа, то интенсивность поглощения, как правило, сохраняется в тех же пределах, что и до проведения

изоляционных работ, если давление составляет 2,5-3,0 МПа, то после разбуривания цементного моста интенсивность поглощения уменьшается на 20-40%, а при давлении 3,5-4,0 МПа – на 80-90%. В тех случаях, когда давление в конце продавливания смеси выше 5 МПа, поглощение после разбуривания цементного моста, как правило, не наблюдается.

Способы закачки тампонажных смесей. Доставка тампонажной смеси по бурильным трубам.

При доставке тампонажной смеси до зоны поглощения по бурильным трубам наименьшее разбавление её жидкостью в скважине достигается при установке бурильных труб ниже зоны поглощения. В этом случае расчёт продавочной жидкости сводится к уравновешиванию затрубного давления с давлением в трубах. Если в процессе цементирования наблюдается выход бурового раствора, то это свидетельствует о том, что часть смеси поднялась в заколонное пространство. Тогда количество продавочной жидкости определяют с учётом равенства уровней смеси в бурильных трубах и в заколонном пространстве. Количество поступившей в заколонное пространство смеси определяют по объёму бурового раствора, вышедшего в период циркуляции.

Тампонажную смесь закачивают в скважину и задавливают в пласт в несколько приемов. Объём первой порции продавочной жидкости рассчитывается 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 избыточное давление (ΔP) отсутствует, то необходимо выдержать тампонажную смесь в стволе или бурильных трубах, в зависимости от места

нахождения инструмента. Продолжительность остановки зависит от скорости изменения пластической прочности смеси, контролируемой по пробе. Если ΔP= 0,1 – 0,5 МПа, то в зависимости от типа смеси её выдерживают в стволе от 5 до 30 мин., а затем задавливают в пласт, оставляя мост высотой 20-30 м над кровлей зоны поглощения.

Если ΔP = 0,5 МПа, то остановку делать не рекомендуется и смесь сразу же задавливают в пласт из расчета получения 20-30 м цементного моста.

Изоляция зон поглощения с сохранением равенства давления в системе «скважина-пласт» (РДСП).

При выполнении изоляционных работ по способу РДСП перемешивание тампонирующей смеси с жидкостью затрубного пространства не происходит, а столб смеси в скважине и в пласте остаётся в состоянии равновесия. Достигается это предварительным снижением давления столба жидкости в затрубном пространстве ниже пластового на величину ($\Delta P\ y$), равной разности давлений столба тампонирующей смеси и бурового раствора от открытого конца бурильных труб до подошвы зоны поглощения (в интервале замещения бурового раствора тампонирующей смесью).

Весь процесс изоляционных работ делится на пять этапов:

1. Закачка в затрубное пространство облегчённой жидкости (вода, нефть или нефтепродукты) до появления статического уровня на устье и после закрытия превентора – до появления на устье расчётного давления (ΔPy).
2. Закачка в скважину тампонирующей смеси через бурильные трубы при закрытых выкидах превенторов до подхода её к открытому концу бурильных труб.
3. Заполнение тампонирующей смесью ствола скважины от открытого конца бурильных труб до подошвы зоны поглощения.
4. Закачка тампонирующей смеси в поглощающий пласт до выдавливания из бурильных труб всего объёма смеси.

5. Восстановление пластового давления после окончания продавки, подготовка к подъёму бурильных труб.

После окончания продавки тампонирующей смеси и восстановления пластового давления открывают превентор и поднимают бурильные трубы с непрерывным доливом скважины буровым раствором.

Изоляция зон поглощения вихревыми устройствами.

Вихревые устройства позволяют качественно изолировать зоны поглощения с использование эффектов закрученных потоков. Закрутка потока тампонажной смеси осуществляется благодаря тангенциальным каналам, имеющимся в корпусе устройства, по которым жидкая смесь поступает в кольцевое пространство. При интенсивном вращении под воздействием центробежной силы происходит сгущение (снижение водоцементного отношения) тампонажной смеси в периферийной области кольцевого пространства. Устройство, формируя вращающий поток жидкости, создаёт дополнительное избыточное давление на стенки скважины, что способствует фронтальному и более равномерному поступлению смеси в поглощающий пласт, а также более эффективному замещению бурового раствора цементом.

Технология установки мостов с помощью вихревых устройств, следующая:

1. Наворачивают устройство к бурильной трубе с закреплением его машинными ключами.

2. Опускают устройство на 1 м ниже подошвы поглощающего пласта.

3. Обвязывают устье скважины с цементировочными агрегатами и смесителями.

4. Производят закачку тампонирующей смеси до подхода её к устройству на 1-2 скорости. Далее закачку ведут на максимально возможной скорости (4-5) с расходом 10-15 л/с.

5. Тампонажную смесь закачивают в пласт в несколько приёмов. Если после закачки 1/3-1/4 части тампонажной смеси избыточное давление 0,5 МПа

и больше, дальнейшую продавку тампонажной смеси ведут с одновременным расхаживанием бурильного инструмента в зоне поглощения на 1 скорости.

6. В случае появления циркуляции инструмент приподнимают выше зоны поглощения на максимально возможную высоту (определяемую ходом инструмента), закрывают превентор и задавливают тампонажную смесь в пласт под давлением.

7. После окончания продавки устройство оставляют в скважине без движения на 10-15 мин. В последующем устье скважины разгерметизируется, а инструмент поднимают на 200-300 м с последующей промывкой.

8. Степень изоляции поглощающего горизонта проверяют путём опрессовки ствола скважины давлением 1-3 МПа. Если давление в течение 3-5 минут не изменяется, то изоляция прошла успешно. В противном случае, устройство спускается до кровли поглощающего пласта и заливку повторяют.

На сегодняшний день разработано достаточно большое количество разнообразных конструкций вихревых устройств (разработки специалистов ВНИИБТ, Уфимского университета и др.). Для примера, на рисунке 1 представлен вихревой переводник, разработанный на кафедре бурения УГТУ А. С. Фоминым, который позволяет улучшить качество установки цементного моста. Вихревой переводник используется для достижения высокого замещения гелеобразной смеси промывочной жидкости и шлама цементным раствором, а также равномерного проникновения в пласт (каверны) тампонажной смеси и сцепления цементного камня с породой. Вихревой переводник представляет собой устройство с тангенциально выходящими отверстиями (рис. 1) прямоугольного сечения, создающее вращательно-вихревое движение.

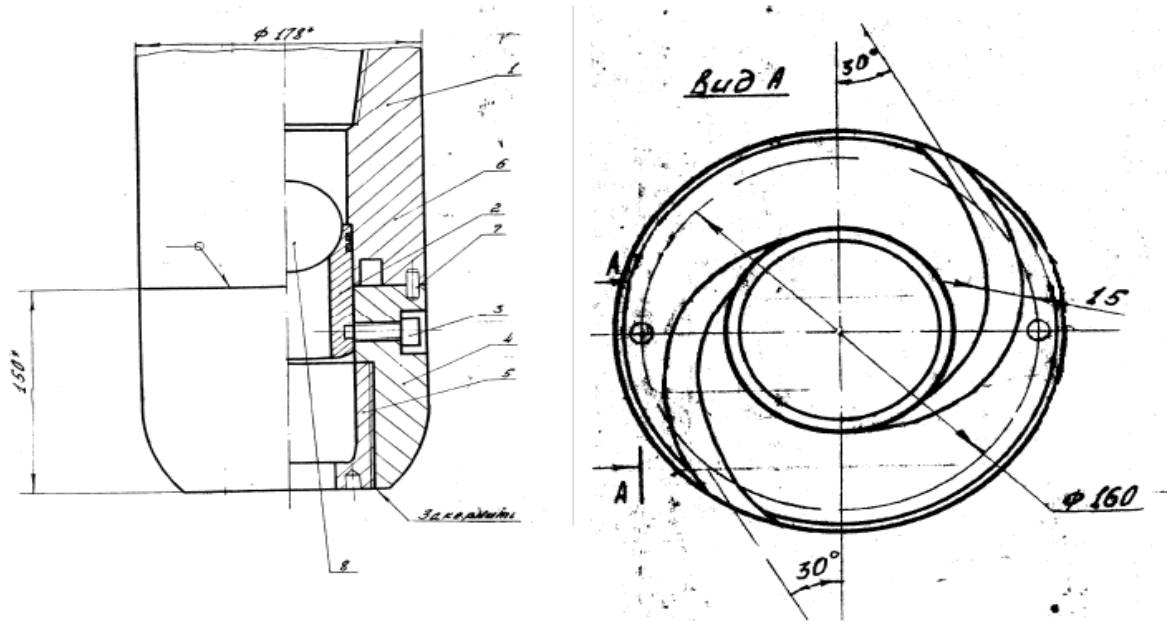

Рисунок 1 – Устройство вихревого переводника

Установка мостов.

В случае установки моста без опоры на забой успех операции снижается по понятным причинам, кроме того необходимо обеспечить не только герметичность, но и его несущую способность, которая зависит от его высоты, состояния стенок скважины. Высота цементного моста определяется с учётом удельной несущей способности [*м*] и градиента давления прорыва флюида [*Рм*]. Ориентировочные значения *м* и $P_м$ даны в таблице 4.

Определение расчётных параметров:

Минимальная высота моста $H_м \geq \Delta P/\Delta P_м$,

где ΔP – максимальное давление на мост.

Для обеспечения сопротивления сдвигу моста, не имеющего опоры:

$$\mathrm{H_м} \geq \frac{Q_\mathrm{м}}{\pi \cdot D_c \cdot \tau_\mathrm{м}}, \qquad (3)$$

где $Q_м$ – осевая нагрузка на мост или сила от перепада давления, кН;

D_c – диаметр скважины, м.

Скорость подъёма и спуска бурильной колонны:

$$\upsilon = \frac{\text{Н}_\text{м} \cdot Q}{V_{\text{зак}}}, \quad (4)$$

где Q – производительность цементировочных агрегатов, м^3/с;

$V_{зак}$ – необходимый объём продавки продавочной жидкости в процессе перемещения колонны, м^3.

Необходимый объём цементного раствора: $V_ц = V_{скв} + V_{кп} + 0{,}025 \cdot V_т$.

Необходимый объём буферной жидкости: $V_{бж} = V_{скв} + 2 \cdot V_{кп} + 0{,}02 \cdot V_т$.

Объём буферной жидкости:

$$V_{пр} = 0{,}98 \cdot V_т, \quad (5)$$

где $V_{кп}$ – объём кольцевого пространства в интервале установки моста;

$V_{скв}$ – объём скважины в интервале установки моста, м^3;

$V_т$ – внутренний объём бурильных труб, м^3.

Для предупреждения перетока жидкости в период наращивания в компоновку бурильной колонны включается обратный клапан.

Таблица 4 – Ориентировочные значения *м* и $P_м$

Условия и способ установки моста	$\Delta P_м$, МПа/м	$\tau_м$, МПа
В обсаженной скважине :		
с применением буферных жидкостей	2,0	0,5
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной скважине:		
с применением буферных жидкостей	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	0,5	0,01

Для лучшего удержания тампонажных растворов в крупных трещинах и кавернах, используют специальные перекрыватели или оболочки, которые также можно использовать самостоятельно.

Устройство с сеткой (капроновой, нейлоновой, металлической) разработано во ВНИИБТ. Бурильные трубы с башмаком, к которому крепится сетка спускают в скважину на забой. Промывают скважину, бросают шар в трубы, который срезает шпильки и разъединяет башмак и БТ. БТ поднимают с одновременной закачкой цементного раствора, который прижимает сетку к стенкам скважины и качество перекрытия интервала поглощения повышается.

Основными недостатками установки цементных мостов являются:

1) Сроки (приготовление раствора, закачка, ОЗЦ).

2) Растекаемость тампонажной смеси в пласте под действием сил гравитации.

1.5.4. Замораживание зон поглощения

Сущность данного метода состоит в том, что в скважину с помощью специального устройства закачивается определенное количество хладоагента, который действует на стенки скважины и промораживает их в короткий промежуток времени, тем самым перекрывая поглощающие каналы пласта. Если порода не достаточно промерзает, чтобы произвести крепление скважины или углубления до проектной глубины, то допускается многократное замораживание одного и того же поглощающего участка ствола скважины. Время оттаивания промерзшей толщи породы зависит от следующих факторов: температуры замерзания пластовой жидкости в зависимости от ее минерализации, скорости движения жидкости в замороженной зоне при промывке, температуры промерзшей массы горной породы, величины гидростатического давления и т.д.

Лабораторные исследования показали, что наиболее эффективным хладоагентом при борьбе с поглощением бурового раствора является жидкий азот. Время оттаивания промерзшей толщи горной породы при использовании данного хладоагента будет не менее 11 часов. Само низкотемпературное вещество доставляют за завода-изготовителя в металлических сосудах.

С помощью вакуумированной желонки цилиндрической формы осуществляется подача жидкого азота к поглощающей зоне ствола скважины. Данная желонка оснащена клапаном, который при ударе штока клапана о забой освобождает жидкий азот, позволяя ему достигать планируемую зону. Также применяются желонки с дистанционным клапаном, который открывается через определенный промежуток времени после спуска колонны в ствол скважины.

Несмотря на положительные результаты первых промышленных испытаний, данная технология не получила широкого применения и распространения. Основной проблемой, послужившей препятствием к развитию данной технологии является отсутствие надежного способа доставки низкотемпературного вещества в поглощающую зону [44].

1.5.6. Изоляция поглощения взрывом.

Для борьбы с поглощениями в кавернозных и трещиноватых пластах взрывают торпеды. Величина заряда взрывчатого вещества и размер торпеды определяются интенсивностью поглощения и мощностью пласта. При взрыве происходит смыкание трещин вследствие бокового скола, уплотнения пород и закупоривания трещин разрушенной породой. Взрыв в тампонирующей среде в зоне поглощения приводит к ещё большей эффективности изоляционных работ и повышает закупоривающие свойства смесей.

1.6. Ликвидация катастрофических поглощений при бурении.

Выше, мы кратко рассмотрели способы ликвидации частичных поглощений промывочной жидкости, но при катастрофических поглощениях ситуация резко меняется. Как правило, катастрофические поглощения происходят в трещиноватых породах или кавернозных породах и ликвидация этого типа поглощения требует больших затрат и применения специальных технологий. Закачка цементных растворов, вязкоупругих систем и т.п. положительных результатов не приносит. Закачка (намыв) наполнителей, также не всегда даёт положительный результат, т.к. размеры трещин на порядок больше размера наполнителя.

1.6.1. Применение перекрывателей.

Одним из самых надёжных способов ликвидации данного вида нарушения является перекрытие интервала поглощения колонной труб. В литературе описывается несколько способов перекрытия интервала поглощения.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин прошли опытно-промышленные испытания металлических кассет для перекрытия зон поглощения. Для этого участок, подлежащий перекрытию, предварительно расширяют. А колонне бурильных труб в расширенный интервал спускают кассетный перекрыватель, на котором в свёрнутом виде надет стальной или дюралюминиевый лист соответствующих размеров. Кассета освобождается при подъёме устройства после срезки стопорных устройств промывочной жидкостью. Расправляется кассета под действием упругих сил и перекрывает интервал. После чего производится его тампонирование.

Существуют конструкции, в которых перекрывающее устройство изготовлено из дюралюминиевой гофрированной трубы. Для её установки, в расширенном участке скважины, создают давление внутри трубы, в результате чего она расправляется до цилиндрической формы.

В настоящее время, для ликвидации данного вида осложнений применяют профильные перекрыватели. Для их установки сначала производят расширку ствола скважины в выбранном интервале, спускают профильный перекрыватель и, раскатывают его по стенкам скважины специальным устройством. Все эти механические способы ликвидации поглощений достаточно трудоёмки и дорогостоящи.

1.6.2. Применение эжекторного насоса.

Существует ряд технологий по принудительной гидроструйной кольматации стенки скважины твёрдой фазой и полимерными реагентами, которые позволяют упрочнять стенки ствола скважины и изолировать

проницаемые зоны, снижая объём фильтрата, проникающего в коллектор. Более логичным для ликвидации С этой целью может быть использован наддолотный эжекторный насос ЭЖГ рисунок 2.

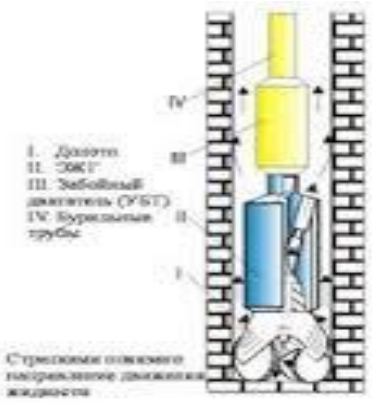

Рисунок 2 − Эжекторный насос (ЭЖГ);

1 − долото; 2 − ЭЖГ; 3 − забойный двигатель; 4 − бурильные трубы

Над долотом устанавливается ЭЖГ ниже КНБК. Собранная компоновка спускается на забой. При циркуляции часть бурового раствора проходит через насадки долота, очищая забой, другая часть используется в ЭЖГ.

При подаче бурового раствора на сопло струйного насоса, высоконапорная струя поступает в камеру смешения. За счёт высокой скорости смешанного потока в месте соединения камеры смешения и подводящего канала создаётся разряжение, и жидкость из зоны работы долота вместе со шламом через подводящие каналы выходит в кольцевое пространство, ударяется о стенку скважины, упрочняя её. За счёт высокой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве между стенкой скважины и корпусом ЭЖГ создается значительная депрессия в зоне работы долота с одновременной кольматацией стенки скважины буровым раствором и шламом.

Эта технология предназначена для предотвращения частичных поглощений бурового раствора и увеличения скорости бурения и проходки на долото.

Испытания ЭЖГ проводились при роторном способе бурения и бурении гидравлическими забойными двигателями на месторождениях Сахалина, Западной Сибири, Саратова и Татарстана. Было пробурено более 50 скважин и определены основные показатели его работы и критерии применимости.

Результаты работ показали, что прирост скорости бурения и проходки на долото зависит от перепада давления на ЭЖГ, минимальный перепад давления должен составлять не менее 3,0 МПа. Увеличение скорости бурения составляет 25…30%, а проходки на долото – 35…40%. При дальнейшем увеличении перепада давления прирост показателей также увеличивается: при перепаде давления на ЭЖГ 6,0 МПа, увеличение скорости составляет 80…100%, проходки – 100…120%.

Анализ скважин, пробуренных с применением ЭЖГ показал, во всех интервалах применения ЭЖГ диаметр ствола скважины был близок к номиналу, а время освоения скважин сократилось на 25…30%.

Для прохождения зон катастрофических поглощений разработана иная технология их прохождения с применением ЭЖГ.
В последнее время широкое распространение приобретает технология вскрытия продуктивного пласта на депрессии. Это достаточно сложная и дорогая технология, требующая основательной подготовки к проведению работ, большого количества специальной техники и квалифицированных специалистов для проведения данного вида работ. Помимо всего прочего эта технология не может применяться в скважинах, разрез которых сложен неустойчивыми породами, т.к. при применении данной технологии депрессия создаётся не только в зоне вскрытия пласта, а по всему стволу скважины. Данные недостатки можно исключить, если применить иной подход к бурению на депрессии.

Традиционно считается, что снизить давление на забой можно лишь снижением плотности бурового раствора, включая его аэрацию, но никто не

рассматривал вопрос о применении специальных устройств - эжекторных насосов, которые также могут снижать гидростатическое давление на пласт.

В настоящее время разработана технология по увеличению скорости бурения с применением наддолотных эжекторных насосов ЭЖГ. В результате промысловых экспериментов доказано, что вполне реально увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото от 25 до 200%. Увеличение скорости бурения происходит за счёт снижения гидростатического давления в зоне работы долота. Расчёты показывают, что в зависимости от перепада давления на долоте и ЭЖГ снижение гидростатического давления в зоне работы долота могут достигать от 3,0 до 8,0 МПа, что при глубине бурения 1200м, гидростатическое давление на забое может составлять 6,0…4,0 МПа.

Ещё основным преимуществом применения данной технологии является то, что в случае неконтролируемого выброса, при прекращении циркуляции, гидростатическое давление восстанавливается, что невозможно при существующей технологии аэрации промывочной жидкости.

Данная технология позволяет проходить зоны катастрофических поглощений с минимальными потерями бурового раствора, но не ликвидировать их.

1.6.3. Полимерный реагент ПБС

Для ликвидации зон катастрофических поглощений компанией ООО «ИННОЙЛ» был разработан полимерный реагент ПБС и способ его применения. Впервые данная технология была испытана на месторождениях НГДУ «ТатРИТЭКнефть». Заколонные перетоки характеризовались высокой приёмистостью (свыше 500м^3 /сут при давлении 2,0 МПа).

Традиционными способами ликвидировать их не удалось. В скважину закачивалось до 100м^3 цементного раствора с наполнителем, но ликвидировать данное осложнение не удалось, приёмистость практически не изменялась. Было принято решение, в качестве эксперимента, закачать реагент ПБС. Закачка

реагента ПБС проводилась в углеводородной среде (нефти) в количестве 120кг на 1 нарушение. При закачке использовалось стандартное оборудование. Продавка реагента производилась водой. Из 6 обработанных скважин на 5 – заколонный переток был ликвидирован.

Обработка одной скважины была неудачна, т.к. количество реагента ПБС составило всего 60 кг. В числе 5 удачно обработанных скважин, одна была нагнетательная. В эту скважину также было закачано 120 кг реагента ПБС и, через 24 часа скважина была запущена под закачку, переток был ликвидирован, что говорит о высоких тампонирующих свойствах данного реагента.

Также данная технология прошла испытания на Хасырейском месторождении по ликвидации катастрофического поглощения при бурении в карбонатных породах. Изоляционные работы проводились в интервале 1160-1204,0 м. Перед началом работ была произведена промывка интервала поглощения от остатков соляной кислоты. Доподняли воронку до глубины 1157м. При закрытом превенторе закачали в бурильные трубы пресную воду 10 $м^3$, 0,5$м^3$ безводной нефти, суспензию реагента ПБС в количестве 50 кг на 1$м^3$ безводной нефти, количество реагента ПБС – 300кг, объём суспензии составил 6,0 $м^3$, далее продавка - 14$м^3$ пресной воды.

В процессе закачки определяли приёмистость скважины: вначале приёмистость на воде составляла 35 $м^3$ /час, при 0 атм, затем давление плавно поднялось до 10 атм, при закачке суспензии приёмистость снизилась до 21 $м^3$ /час при давлении 30 атм. После реагирования в течение 4 часов произвели промывку скважины, вымыли нефть и часть реагента. После спуска воронки на забой и заменой воды на глинистый буровой раствор поглощение прекратилось.

Применение реагента ПБС в добывающих и нагнетательных скважинах для ликвидации заколонных перетоков обусловлено рядом его физико-химических свойств:

- Реагент ПБС представляет собой тонкодисперсный порошок с насыпной плотностью 900-1100кг/м^3;
- Реагент ПБС полимеризуется в зоне проведения ремонта при контакте с водой;
- Реагент ПБС обладает высокой адгезией к поверхности породы;
- Реагент ПБС после полимеризации устойчив к воздействию агрессивных сред;
- В процессе полимеризации реагент ПБС увеличивается в объеме до 50 раз;
- Время полимеризации реагента ПБС при контакте с водой составляет от 20мин до 3 часов.
- В нефтенасыщенной части пласта реагент ПБС остаётся инертен, в объёме не увеличивается и легко выносится из порового пространства.

Результатом применения технологии является снижение отбора воды в добывающих скважинах, восстановление целостности эксплуатационных колонн добывающих и нагнетательных скважин и ликвидация поглощений при бурении.

В качестве объектов применения данной технологии выбирают скважины, в которых геофизическими или другими методами обнаружены заколонные перетоки или установлено катастрофическое поглощение.

При выборе объектов промысловых работ должны выполняться следующие геолого-технологические требования, обеспечивающие корректные условия проведения работ:

- Температура в зоне ремонта от 0С до +130С.
- Приемистость в зоне нарушения должна быть не менее 100 м^3/сутки при давлении 50 атм.

- Технология наиболее применима в трещиноватых коллекторах (карбонатах) или терригенных коллекторах с катастрофическим поглощением (от 1м^3/ час при циркуляции жидкости до условия без выхода циркуляции).

1.6.4. Ударно-вращательный способ бурения с очисткой забоя воздухом.

Одним из перспективных способов борьбы с поглощения может стать ударно-вращательное бурение с очисткой забоя воздухом (газожидкостными смесями ГЖС). Этот способ мы рассмотрим далее для оценки применимости данного метода как способа предотвращения катастрофических поглощений промывочной жидкости.

2. Технология ударно – вращательного бурения с очисткой забоя воздухом.

2.1. Снижение репрессии на продуктивный пласт, технология ударно – вращательного бурения.

При вскрытии продуктивного пласта бурением, одним из наиболее важных условий сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии является, как уже отмечалось, максимально возможное снижение репрессии на продуктивный пласт. При вскрытии продуктивного пласта наибольшая величина гидродинамического давления на забое скважины достигается при работе бурового долота. В этот момент давление на забой скважины складывается из давления столба бурового раствора, потерь давления в кольцевом пространстве за бурильной колонной и гидродинамического давления, вызываемого вибрацией колонны при работе долота.

Уменьшение давления столба бурового раствора достигается за счет снижения его плотности и реализации так называемого способа бурения "на равновесии" (или даже на депрессии). Сокращение потерь давления в кольцевом пространстве обеспечивается выбором оптимальных зазоров между бурильной колонной и стенкой скважины в совокупности со снижением расхода бурового раствора, то есть реализацией так называемого низколитражного бурения. Это возможно, как правило, при роторном бурении или при использовании низколитражного забойного двигателя.

В связи с этим появляется еще одно важное требование к забойному двигателю: он должен не только обеспечить высокую механическую скорость проходки на долото, но и быть низколитражным.

При решении вопроса о снижении репрессии на продуктивный пласт особое внимание следует обратить на уменьшение вибрации бурильной колонны при работе долота. Дело в том, что в большинстве своем нефтяники пренебрегают этим явлением до тех пор, пока не начинают часто ломаться

элементы низа бурильной колонны. Поэтому, решая вопрос о снижении репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, необходимо создать высокоэффективное амортизирующее наддолотное устройство и включить его в компоновку низа бурильной колонны.

Особого внимания заслуживает также вопрос о регламентации скорости спуско-подъемных операций и соблюдении технологической дисциплины при вскрытии продуктивного пласта. Это связано с тем, что применяемые в практике бурения скорости спуско-подъемных операций могут обеспечить весьма высокие репрессии на пласт, вплоть до получения гидроразрыва.

Однако, как бы ни были совершенны техника и технология минимизации репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, полностью исключить репрессию вряд ли возможно. Поэтому необходимо иметь буровой раствор (практика показывает, что он должен быть безглинистый), который предотвратил бы возможность глубокого проникновения его фильтрата в пласт в момент наличия репрессии.

Кроме того, должны обеспечиваться высокая степень его очистки от выбуренной породы для поддержания минимальной плотности бурового раствора и отсутствие физико-химического взаимодействия с породами продуктивной зоны и пластовыми флюидами.

Одним из важных факторов при вскрытии продуктивных пластов является продолжительность контакта бурового раствора со стеной скважины, что определяет степень и глубину загрязнения околоскважинной зоны. В связи с этим необходимо стремиться к уменьшению продолжительности первичного вскрытия за счет применения высокопроизводительных технологий и бурового инструмента.

Однако и этого не всегда бывает достаточно. Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко

уменьшаются из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе можно за счет установки над долотом забойного сепаратора твердой фазы, что позволит направить к инструменту очищенный от нее буровой раствор, а саму эту фазу - вывести в кольцевое пространство.

Как отмечалось выше, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо минимизировать репрессию на пласт вплоть до бурения "на равновесии".

При реализации такой технологии увеличивается вероятность возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, то есть фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Наиболее перспективным направлением в этой области представляется разработка акустической системы непрерывного контроля за нефтегазопроявлениями при бурении скважин.

На мой взгляд для уменьшения репрессии на продуктивный пласт, подходит бурение ударно-вращательным способом с применением ГЖС.

При ударно-вращательном способе бурения порода разрушается под действием ударных нагрузок, крутящий момент и осевое усилие ввиду их незначительности в процессе разрушения практически не участвуют. Их действие заключается во вращении состава штанг с пневмоударником и коронкой независимо от ударов поршня и прижатии коронки к забою в момент удара.

При ударно-вращательном способе бурения пневмоударник жестко соединен с коронкой и погружается вместе с ней в скважину, поэтому

необходимо соблюдать оптимальный зазор между стенкой скважины и пневмоударником.

Основным преимуществом ударно-вращательного способа бурения относительно других механических способов, основанных только на приложении статических нагрузок (вращательное бурение), является возможность интенсифицировать процесс разрушения пород за счет воздействия на них ударных нагрузок.

При пробивке ударно-вращательным способом отпадает надобность в применении нажимных приспособлений. Своевременная заточка твердосплавного инструмента предотвращает его преждевременный износ и повышает производительность сверления или пробивки.

В последние годы ударно-вращательный способ бурения с гидроударниками и пневмоударниками все шире применяется. Эффективность работы ударно-вращательного породоразрушающего инструмента и технико-экономические показатели ударно-вращательного способа в целом зависят от соблюдения рекомендаций по рациональным режимным параметрам бурения, от выполнения ряда правил и методов эксплуатации коронок и долот. Скорость бурения повышается в несколько раз при бурении ударно-вращательным способом.

2.2. Технология получения и применения газожидкостных систем при бурении.

Широкое применение в качестве очистного агента особенно при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях находят газожидкостные смеси (аэрированные жидкости, пены, туманы), обеспечивающие повышение производительности пневмоударного бурения, стойкости породоразрушающего инструмента и экономии материальных средств. На рисунках 3-4 изображены схемы подачи пены.

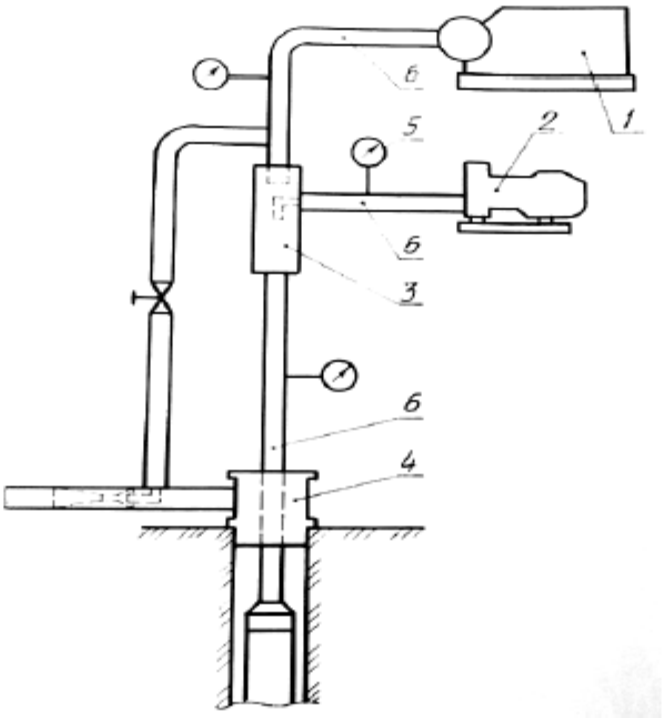

Рисунок 3 Схема подачи пены через смеситель: 1 – компрессор;
2 дозировочный насос; 3 – смеситель; 4 – герметизатор устья скважины;

5 – датчик давления; 6 – нагнетательные трубопроводы.

Аэрированные жидкости представляют собой дисперсные многофазные системы, в которых жидкость является дисперсионной средой, а воздух (газ) – дисперсной фазой. Пузырьки и пачки газа не связаны между собой. Туманы – многофазные дисперсные системы, в которых капельки жидкости (водного раствора поверхностно-активных веществ) радиусом 3 -10 мм являются дисперсной фазой, а воздух – дисперсионной средой. Туман по своим структурно-механическим свойствам приближается к газам, так как в агрегатном состоянии его частицы весьма связаны силами притяжения и движутся почти свободно и равномерно, заполняя весь представленный объем.

Пены – ячеистопленочные многофазные дисперсные системы образованные множеством пузырьков газа, разделенных тонкими пленками жидкости. Пузырьки газа могут иметь форму многоугольников. Непрерывной дисперсной средой в пене служит жидкость, а дисперсной фазой – воздух (газ). Основную часть объема пены до 99 % составляет газообразная фаза.

Для определения состояния фаз в ГЖС используется показатель степени аэрации жидкости A, представляющий собой отношение объемных расходов газа $Q_г$ и жидкости $Q_ж$ при атмосферном давлении, т.е. $A = Q_г / Q_ж$. При A = 60 дисперсная система газ-жидкость представляет собой аэрированную жидкость, а при A = 60-300 – пену [4].

Приняты две схемы осуществления процесса очистки забоя скважин ГЖС: прямая схема смесителем и схема с использованием дожимных камер. Прямая схема подачи пены (рис. 3) применяется при забуривании скважин и бурении пневмоударниками, шарошечными долотами и коронками до глубины 150 м, без значительных водопритоков в скважину. Применение пневмоударников требует использования компрессоров производительностью 7-10 м^3/мин., что обуславливает высокую степень аэрации (более 300 единиц).

При твердосплавной и алмазном бурении используются компрессоры производительностью 0,7-1,5 м^3/мин, степень аэрации пен при этом колеблется от 60 до 200.

Подача пены с использованием камер дожатия (рис.4) используется, как правило, при бурении скважин глубиной более 150 м и в случаях, когда противодавление в скважине превышает рабочее давление компрессора.

Камеры дожатия смонтированы на серийных насосах (НБ-3, НБ-4, НВ-32) и позволяют перекачивать ГЖС с высокими значениями давления на выходе. Использование камер дожатия с компрессорами низкого давления дает возможность получать пену с заданной степенью аэрации, путем поддержания расчетного давления воздуха в полостях дожимного устройства. Из уравнения

$$Q_{\text{в}} = \frac{P_{\text{к}}(Q_H - Q_P)}{K}, \qquad (6)$$

определяем

$$P_K = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_H - Q_P} \cdot K, \qquad (7)$$

где $Q_в$ – необходимое количество воздуха;

$Q_Н$ – теоретическая производительность насоса;

$P_к$ – давление воздуха в дожимной камере, создаваемое компрессором;

$Q_Р$ – расход раствора, ПАВ;

K – коэффициент, учитывавший температурную разницу.

Давление воздуха в дожимной камере, создаваемое компрессором поддерживается путем сбрасывания лишнего количества воздуха через эжекторное устройство отсоса шлама.

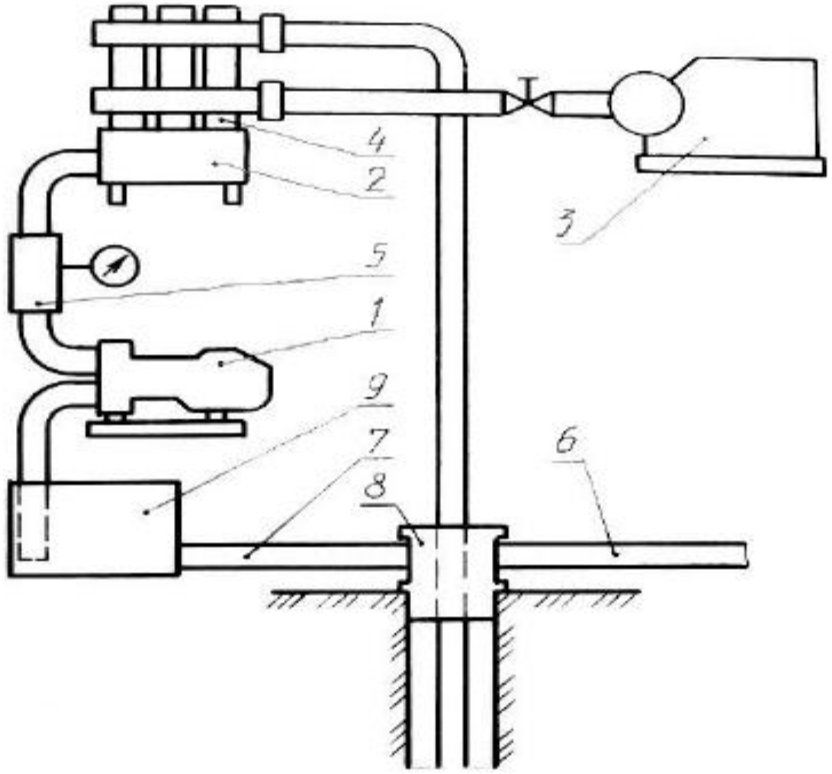

Рисунок 4 Схема подачи пены через дожимное устройство:
1 – дозировочный насос; 2 – дожимной насос; 3 – компрессор; 4 – камера дожатия; 5 – компенсатор с манометром; 6 – линия сброса; 7 – отводная линия; 8 – герметизатор устья скважины; 9 – зумпф.

Рецептура и характеристики пенообразующих растворов для бурения с прямой подачей и использованием камер дожатия отличаются незначительно.

При бурении с прямой подачей ГЖС наблюдаются более высокие коэффициенты аэрации и составляют 150 -500 единиц, отмечается переход ГЖС из состояния пены в состояние тумана. При подаче пены с использованием камер дожатия степень аэрации находится в пределах 50-200 единиц.

При бурении в устойчивых горных породах применяется водный раствор сульфонола с концентрацией 0,2-0,5 % по активному веществу. Расход раствора 2-6 л/мин, при бурении коронками степень аэрации 100-250 единиц, при бурении пневмоударником 200-500 единиц. Бурение в неустойчивых породах, склонных к обвалам и повышенному шламообразованию, производится с водным раствором сульфонола 0,2-0,5% с добавками глины 5-6%, жидкого стекла 1%, КМЦ-500 – 0,1%.

Использование газожидкостных систем в качестве очистного агента позволяет получать обратную циркуляцию без применения устьевых герметизаторов, достаточно использовать специальные эжекторные снаряды.

Наличие раствора поверхностно-активных веществ в сжатом воздухе позволяет обеспечить разжижение разрушенной горной породы в корпусе породоразрушающего инструмента и на входе в диафрагму эжектора, что предупреждает ее уплотнение и закупорку каналов.

Проверка работоспособности существующих схем обвязки инструмента и оборудования для обратной продувки (промывки) показала, что при столь сложных горно -геологических условиях такой подход к обеспечению обратной циркуляции не надежен.

С целью получения устойчивой обратной продувки (промывки) и качественного опробования, необходимо применять несколько способов получения обратной циркуляции очистного агента в зависимости от физико-механических свойств горных пород. Как показали экспериментальные исследования, горные породы, по условиям пневмотранспорта можно разделить на три группы:

- сухие, рыхлые;
- влажные, пластичные;
- водообильные.

Для первой группы целесообразно применять переточную вакуумную продувку с использованием забойных эжекторных устройств или воздуходувок, для второй группы закрытую продувку в сочетании с перекрывающимся по наружному кольцу породоразрушающим инструментом и эжектором, для третьей группы эрлифтную промывку.

Переточная вакуумная продувка заключается в создании зоны пониженного давления внутри центрального канала бурильных труб на всей протяженности при использовании поверхностных вакуумных насосов или в создании зоны пониженного давления на породоразрушающем инструменте с помощью эжекторного устройства (рис. 5).

Однако экспериментальными работами доказано, что при использовании только вакуума, происходит частая закупорка разрушенной горной породы в породоразрушающем инструменте вследствие ее налипания или уплотнения, что значительно усложняет выполнение буровых работ.

Применение сочетания компрессора и вакуумных воздуходувок большей производительности дают хороший результат по очистке скважины от разрушенной горной породы, а использование сжатого воздуха позволяет удалять пробки путем реверсирования потока и применять забойные пневмоударники. Однако применение вакуумные воздуходувок требует тщательной очистки потока воздуха от шлама и затрудняет применение газожидкостных систем.

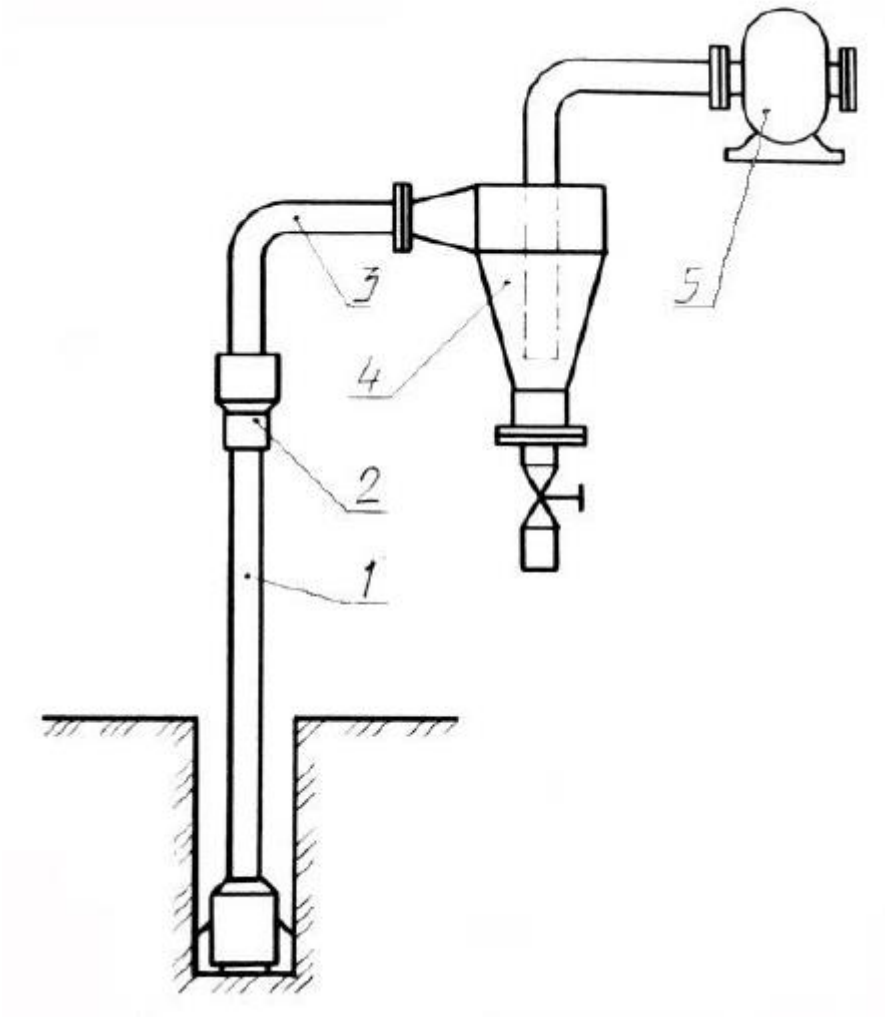

Рисунок 5 Схема очистки забоя с использованием вакуумных насосов: 1 – бурильные штанги; 2 – сальник; 3 – вакуумные штанги; 4 – циклон; 5 – вакуумный насос.

Для дальнейшей разработки выбран способ получения обратной продувки путем создания зоны пониженного давления над породоразрушающим инструментом с помощью эжекторных снарядов, что позволяет уменьшить энергоемкость на создание обратной продувки (исключаются вакуумные воздухопродувки), упрощает отбор проб и хорошо сочетается с применением газожидкостных систем в качестве очистного агента.

Закрытая напорная продувка отличается от переточной, отсутствием продувочных (промывочных) каналов по наружной поверхности породоразрушающего инструмента выше подводящих каналов (рис. 6).

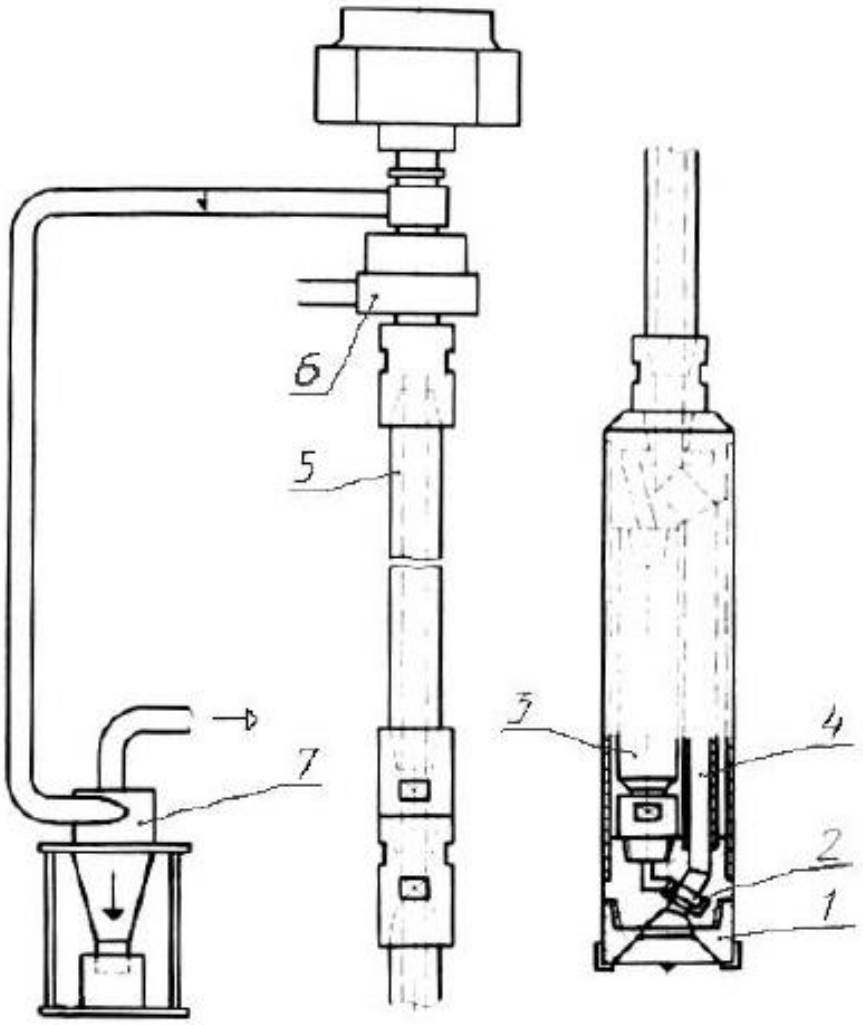

Рисунок 6 Схема бурения с напорновакуумной продувкой:

1 – специальный породоразрушающий инструмент; 2 – эжекторное устройство; 3 – пневмоударник; 4 – шламовый канал; 5 – двойные бурильные трубы; 6 – двойной продувочный сальник; 7 – циклон.

При этом обязательным условием является наличие в компоновке скважинного снаряда пневмоударника и эжектора, расположенного в корпусе породоразрушающего инструмента, в непосредственной близости от рабочих

поверхностей, сконструированного так, что обеспечивается циркуляция небольшой части очистного агента под торцом породоразрушающего инструмента и поступление основного объема в центральный канал на вихревой эжектор с созданием разрежения над режущими элементами. Применение ударно-вращательного бурения позволяет эффективно производить углубку скважины при малых оборотах бурильного вала.

Эрлифтная промывка отвечает требованиям эффективной очистки скважины, качественному отбору проб, применению забойных пневмоударных машин при высоте уровня воды над пневмоударником до 20 м. Но возможность ее применения ограничивается гидрогеологическими физико-механическими свойствами горных пород и минимальной глубиной скважины 10 м.

Важную роль в обеспечении обратной циркуляции выполняют эжекторные устройства. Рассматривая три типа эжекторов – струйные, кольцевые и вихревые (рис. 7), получаем наиболее высокий коэффициент полезного действия у вихревых эжекторов, обусловленный увеличением скорости рабочего потока, за счет тангенциальной составляющей потока и конфигурацией расширяющего канала (эффект Коонда).

Сочетание пневмоударника и вихревого эжектора позволяет использовать эффект забивания породоразрушающего инструмента в породу и "продавливание" разрушенной горной породы во внутрь корпуса породоразрушающего инструмента в вихревое сопло эжектора. При этом породоразрушающий инструмент выполняется в форме кольцевой коронки с внутренним конусом, в котором установлены армированные ребра, выполненные в виде многофазных винтовых поверхностей с правым направлением спирали, винта, предназначенные для разрушения горной породы и для транспортировки породы с периферии к центру, из забоя вверх к диафрагме эжекторного устройства.

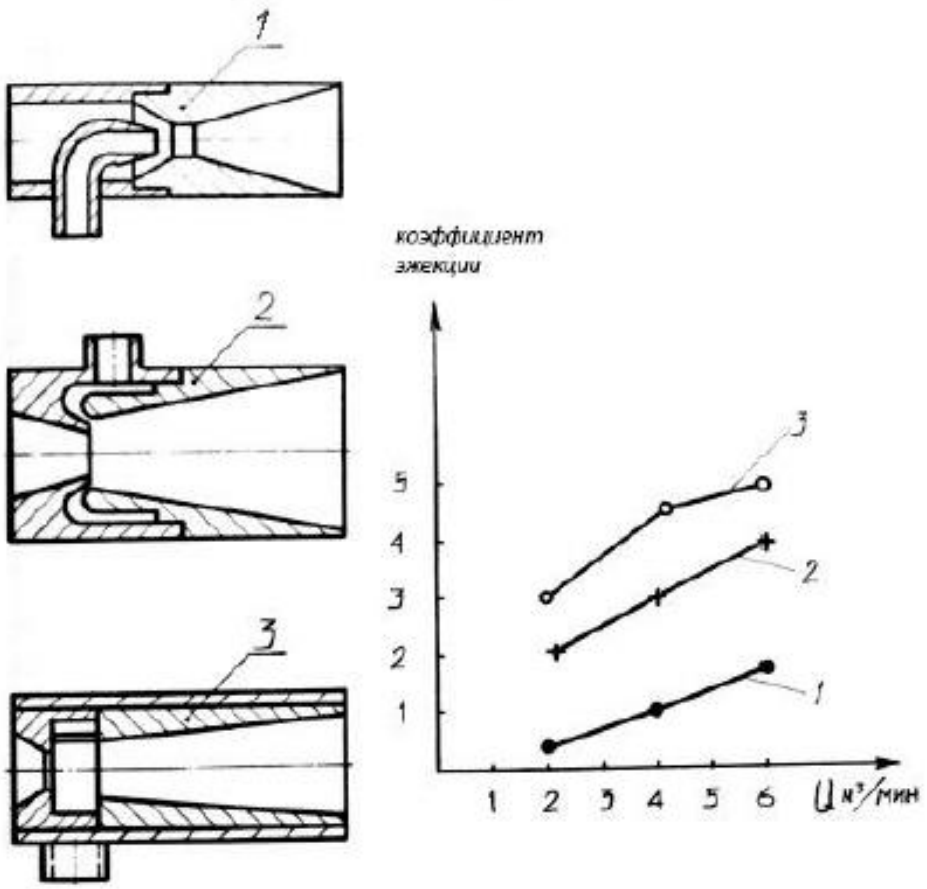

Рисунок 7 Типы эжекторов: 1 – струйный эжектор; 2 – щелевой эжектор; 3 – вихревой эжектор.

Хорошие результаты получены при бурении по валунно-галечным отложениям с различным размером валунов и гальки породоразрушающим инструментом, выполненным в форме кольцевой коронки с вставленными в нее шарошками.

Технология ударно-вращательного бурения пневмоударниками с обратной циркуляцией очистного агента определяется энергией и частотой ударов, числом оборотов инструмента, осевой нагрузкой и интенсивностью удаления разрушенной горной породы.

Энергия и частота ударов в имеющихся пневмоударных машинах параметры взаимосвязанные и увеличиваются или уменьшаются одновременно, но несколько в различной степени. Поскольку уровень ударных нагрузок у

погружных пневмоударников рассчитан на меньшие диаметры бурения, для породоразрушающего инструмента диаметром 300 мм он заведомо будет ниже критических величин. Если за основную цель брать скорости бурения, то энергию удара и частоту ударов необходимо поддерживать на максимально возможном уровне. Скорость бурения находится в прямой зависимости от давления воздуха, т.е. от энергии единичного удара и частоты ударов, что подтверждает необходимость эксплуатации пневмоударных машин на максимальных параметрах сжатого воздуха.

Наличие забойной машины-пневмоударника и эжектора предъявляет ряд требований, характерных для этого вида бурения, которые необходимы в дальнейшем при разработке методики для построения расчетных схем эжекторного снаряда и процесса описывающего динамику пневмоударно-эжекторного бурения.

Особенностью эжектора, работающего в комплексе с пневмоударником, является наличие двух отличающихся между собой режимов – рабочий режим и блокировочный режим. В первом случае при выхлопе пневмоударника создается давление воздуха до 0,25 МПа (при 0,3 МПа пневмоударник не заводится). Во втором случае при очистке скважины от шлама и воды на выхлопе устанавливается давление воздуха до 0,4 МПа. Второй отличительной чертой эжекторного снаряда при ударно -вращательном бурении с обратной циркуляцией очистного агента является необходимость подвода очистного агента к режущим элементам породоразрушающего инструмента и поступления основного объема в кольцевой канал вихревого эжектора.

Опытом использования пенной промывки скважин рядом экспедиций ПГО "Якутскгеология" доказана целесообразность применения технологии бурения с очисткой забоя ГЖС в следующих условиях:

- при бурении пневмоударным и вращательным способами, когда очистка забоя сжатым воздухом затруднена водопроявлениями в скважине;

- при бурении по слабосцементированным, трещиноватым породам;
- при проходке зон поглощения;
- при вскрытии водоносных горизонтов с низким пластовым давлением;
- при проведении буровых работ в труднодоступных местностях для водоснабжения.

Исходя из опыта применения ГЖС пневмоударного бурения, можно предположить, что ударно-вращательное бурение с применением погружных пневмоударников в сочетании с очисткой забоя газо-жидкостными смесями, может стать одной из основных составлявших комплекса технических и технологических средств для разработки прогрессивной технологии бурения в сложных горно-геологических условиях.

3. Оценка применимости ударно-вращательного бурения с очисткой забоя воздухом (ГЖС) как способа предотвращения катастрофических поглощений промывочной жидкости на месторождениях Восточной Сибири и республике Саха.

3.1. Нефтегазовый потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России.

Рассматривается нефтегазовый потенциал и специфика сосредоточения ресурсов нефтегазоносных областей Сибирской платформы. Показаны добывные возможности региона на углеводородное сырье, перспективы быстрейшего освоения ресурсов и воспроизводства запасов. В Восточной Сибири на базе уже открытых месторождений к 2020 г. можно достичь ежегодной добычи нефти 45-50 млн. т и газа 85-100 млрд. м3.

Восток России включает территории двух федеральных округов (Сибирского и Дальневосточного), акватории восточно-арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) и дальневосточных (Японского,

Охотского и Берингова) морей. Почти половина всей территории (4,0 млн. км2) и практически все шельфы (около 1 млн. км2 восточно-арктических и 0,7 млн. км2 дальневосточных) являются перспективно нефтегазоносными. Начальные суммарные ресурсы УВ оцениваются в диапазоне 108-142 млрд. т н. э., в том числе по суше - 70-103 млрд. т, по дальневосточным и восточноарктическим морям - примерно по 20 млрд. т н. э.

Вместе с тем, нефтегазовые ресурсы этих обширных регионов изучены крайне неравномерно. Наиболее полно нефтегазовый потенциал определен для юго-западной части Республики, Саха Эвенкийской АО, Иркутской области и Сахалина,где в отдельных районах (Непско-Ботуобинском, Северо-Сахалинским) плотность бурения превышает 150 м/км^2. Значительные территории и акватории Востока России практически не изучены сейсморазведкой и бурением. Наиболее слабо изучены восточно-арктические моря, которые находятся на стадии рекогносцировочных исследований. Все ресурсы этой акватории относятся к проблематичным (каегория $Д_2$).

Месторождения нефти и газа открыты в Восточной Сибири, на суше и шельфе Дальнего Востока. Именно эти регионы относятся к приоритетным по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи нефти и газа в «Энергетической стратегии России на период до 2020 года».

Восточная Сибирь и Дальний Восток обладают многообразием структурных элементов, принадлежащих резко различным по геологической истории и строению геотектоническим образованиям: древнему Сибирскому кратону, разновозрастным складчатым системам и современной Тихоокеанской окраине. Отсюда и разнообразие факторов и условий нефтегазоносности.

Восточная Сибирь охватывает как собственно древнюю Сибирскую платформу, так и смежные краевые системы, которым в нефтегеологическом отношении соответствуют Лено-Тунгусская и Хатангско-Вилюйская НГП. Общая площадь перспективных земель составляет около 3,5 млн. км^2. Трудами

нескольких поколений геологов было доказано богатство этого обширного региона углеводородами, открыто 58 месторождений нефти и газа, в том числе по величине запасов нефти и газа10 крупных и 3 уникальных. Обладая высоким нефтегазовым потенциалом, оцениваемым в 65-99 млрд. т н. регион изучен слабо и неравномерно. Примерно половина всего объема ресурсов относится к категории Д2, разведанность ресурсов составляет по нефти – около 5%, по газу– около 7%.

Лено-Тунгусская НГП включает 15 НГО и характеризуется следующими особенностями:

- значительный мощностью рифейских отложений (до 5-10 км) и венд-мезозойского плитного чехла (до 8 км);
- приоритетом в качестве ведущих нефтематеринских комплексов рифейских и кембрийских образований;
- приуроченностью большей части ресурсов УВ (80%), а запасов исключительно, к рифейским и венд-нижнекембрийским карбонатным и терригенным отложениям;
- наличием на значительной территории кембрийской сульфато-галогенной покрышки;
- сочетанием в подсолевом чехле крупных прогибов и сводов поднятий;
- разнообразием фазового состояния месторождений и высоким (до0,58%) содержанием гелия в газовых скоплениях;
- широким развитием траппового магматизма;
- мезо-кайнозойским аплифтом и переформированием залежей УВ.

К благоприятным нефтегеологическим показателям относятся: наличие крупных поднятий в поле распространения рифей-нижнекембрийских отложений при мощности плитного чехла более 2 км, сплошное развитие кембрийского соленосного флюидоупора и слабое проявление траппового магматизма. Этим условиям в большей мере отвечает южная часть платформы: Непско-Ботуобинская, Байкитская, Катангская и Ангаро-Ленская НГО. Занимая

всего четвертую часть перспективных земель провинции, эти четыре области содержат три четверти всех ее нефтегазовых ресурсов и практически все запасы нефти и газа. Здесь открыто 37 месторождений, в том числе 3 уникальных и 8 крупных по запасам нефти и газа.

Важной особенностью этой наиболее перспективной территории является преобладание залежей УВ литологического типа, связанных с резкой изменчивостью отложений. Как сами залежи, так и характер нефтегазонасыщения в них определяются, главным образом, распределения коллектора. Это выдвигает на первый план проблему прогноза рифей-кембрийских резервуаров.

Часть продуктивных горизонтов удалена от предвендской поверхности и обладает трещинным коллекторами, связанными с зонами повышенной трещиноватости, пронизывающими рифейские образования и уходящими в фундамент. С этих позиций высвечивается проблема нефтегазоносности кристаллического фундамента, представленного, в основном, гранитами и гнейсами с корой выветривания мощностью до 8-10 м. С выветрелыми породами фундамента связаны значительные нефтегазопроявления на Верхне-Чонской и Вэндрэшевской площадях. В дезинтегрированных кристаллических массивах могут быть обнаруженны крупные скопления УВ.

Рифей-кембрийские резервуары имеют обычно прихотливое распространение и поэтому их прогноз напрямую связан с определением зон нефтегазонакопления. Наиболее перспективными районами на обнаружение залежей УВ в рифейских образованиях являются склоны Байкитской антиклизы и обрамления Бахтинского поднятия, в венд-кембрийских отложениях – Непско-Ботуобинская антиклиза, Катангская седловина и в меньшей мере Ангаро-Ленская ступень и Сюгджерская седловина.

В наиболее перспективных областях Лено-Тунгусской НГП, помимо структур введенных в бурение, по данным сейсморазведкиизвестно около 100

нефтегазоперспективных объектов, более половины из которых расположены в Непско-Ботуобинской НГО. Здесь же сосредоточено большее количество (30 из 46) подготовленных к бурению объектов. Извлекаемые перспективные ресурсы нефти (категория С3) некоторых структур превышают 50 млн. т (Верхнепеледуйская структура 104 млн. т). Подавляющая часть перспективных ресурсов прогнозируется в рифейском карбонатном и вендском терригенном комплексах. Это основной резерв наращивания запасов ближайшей перспективы.

Северная часть Лено-Тнгусской провинции, включающая 4 перспективные НГО, пока практически не вовлечена в нефтегазопоиски. Тектонической доминантной здесь является Эвенкийская синеклиза с мощностью чехла до 10 км, которая большинством исследований относится к крупнейшему очагу генерации УВ. В условиях глубокого (более 6 км) погружения основания палеозойских отложений и ограниченного распространения или отсутствия кембрийских солей здесь, как нигде в провинции, важным является решение проблемы строения верхнего (верхнекембрийско-девонского) нефтегазоносного этажа. Наиболее перспективными являются внутренние поднятия и периферийные районы синеклизы, особенно ее северо-восточный (прианабарский) борт. В раннем палеозое здесь преобладали условия карбонатного шельфа, обрамленного крупнейшей системой барьерных рифов, протягивающейся с севера Алданского щита на расстояние более 2000 км. Как перспективная аккумуляционная область выглядит и Анамская седловина, отделяющая Эвенкийскую синеклизу от узкого и глубокого Западно-Тунгусского прогиба.

Хатангско-Вилюйская НГП (площадь 0,7 млн. км^2) соответствует цепочке краевых прогибов, обрамляющих Сибирскую платформу с севера и востока. В провинции выделяются четыре нефтегазоносные и перспективные области. Несмотря на существенные различия в строени, они имеют сходный возраст перспективного разреза: в северных областях – мезозойской, в

восточной Лено-Вилюйской НГО – верхнепалеозой-мезозойский. Прогибы выполнены терригенными отложениями – преимущественно морскими в Енисей-Хатангской НГО и существенно континентальными в Лено-Вилюйской НГО. В Енисей-Хатангской НГО в юрских и меловых отложениях открыто 11 месторождений нефти и газа, в Лено-Вилюйской НГО – 10 газоконденсатных месторождений в пермских, триасовых и меловых отложениях. Во всех областях прогнозируется, в основном, газ.

Промышленное освоение нефтегазовых ресурсов Сибирской платформы начинается с южных областей Лено-Тунгусской и Хатангско-Вилюйской провинций. Предполагается, что уже к 2007 г. все известные месторождения наиболее богатой Лено-Тунгусской провинции начнут осваиваться недропользователями. Составлена Программа лицензирования, охватывающая практически все перспективные земли юга провинции. Рассматриваются варианты строительства трубопроводов.

При наличии нефтегазотранспортных систем 2020 г. Из уже открытых месторождений ежегодный уровень добычи нефти может достигнуть 25-30 млн. т, газа – 60-70 млрд. $м^3$. В случае активного лицензирования, удачного поиска и быстрого подключения к добыче новых месторождений эти уровни могут быть увеличены до40-50 млн. т нефти и 80 млрд. $м^3$ по газу. Но, скорее всего, такие объемы добычи нефти могут быть достигнуты не ранее 2030 г., так как требуют высоких труднодостижимых приростов запасов к 2020 г. не менее 1 млрд. т.

3.2. Геологическая часть на примере Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области.

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение — расположено в Катангском районе в 90 км к Северо – Западу от г. Киренска и в 80 км от ВСТО Иркутской области Российской Федерации и является одной из наиболее подготовленных ресурсных баз для нефтепровода „Восточная Сибирь — Тихий океан“. Дулисьминское месторождение было открыто в 1980 году. В геологическом плане относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной

провинции и приуроченно к южному моноклинальному склону НБА. Глубина залегания нефтегазоносного горизонта составляет – 2480 метров. Нуждается в доразведке.

В 2003 году ООО «НК „Дулисьма“ закончено строительство нефтепровода Дулисьма-Яракта, и в настоящее время нефть Дулисьминского месторождения прокачивается также по нефтепроводу Яракта-Марково. Проектная мощность Дулисьминского месторождения — 400-450 тыс. тонн нефти в год. На Дулисьминском месторождении 29 из 49 пробуренных скважин продуктивны, и по запасам оно оценено как крупное.

Основная газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой приурочена к песчаникам пласта В10 (верхненепский региональный резервуар, ярактинский горизонт), продуктивны также песчаники пласта В13, распространенного на месторождении не повсеместно и маломощного. Пласт В10 распространен на всей площади месторождения, выклинивается только на северо-западе. Песчаники пласта кварцевые, средне-мелкозернистые, имеют пористость 6-18 %, проницаемость (50-70)×10-15м². Роль покрышки играют глинистые породы непской свиты. Залежь неантиклинальная, пластовая, литологически ограниченная, стратиграфически экранированная. Лицензия на разработку месторождения принадлежит ЗАО «НК „Дулисьма“.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения представлена в таблицах 5-6.

Таблица 5 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	5	***Четвертичные отложения***	Q	-	-	1,30
		Ордовик	O			
5	30	макаровская свита	O_2mk	-	-	1,30
30	370	чертовская свита	O_2 čr	-	-	1,30
370	420	криволуцкая свита	O_2 kr	-	-	1,30
420	460	устькутская свита	O_1 uk	-	-	1,30
		Кембрий	Є			
		Средний-верхний кембрий	$Є_{2-3}$			
460	630	Верхоленская+илгинская свиты	$Є_{2-3}$vl+ il	-	-	1,30
		Нижний-средний кембрий	$Є_{1-2}$			
630	790	литвинцевская свита	$Є_{1-2}$lt	-	-	1,20
		Нижний кембрий	$Є_1$			
790	1060	ангарская свита	$Є_1$an	-	-	1,30
1060	1160	булайская свита	$Є_1$bl	-	-	1,20
1160	1560	бельская свита	$Є_1$bs	-	-	1,20
1560	2310	усольская свита	$Є_1$us	0-1,0	-	1,30
2130	*2230*	*долериты*	T			
2240	*2290*	*осинский горизонт*	*$Є_1$ us (os)*			
		Венд-кембрий	V- $Є_1$			
2310	2642	мотская свита	V- $Є_1$ mt	2,5-3,5	-	1,20
2600	*2642*	*ярактинский горизонт*	V- $Є_1$ mt			

Примечание - Коэффициент кавернозности - отношение диаметра скважины к диаметру долота.

Таблица 6 - Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	5	Суглинки Супеси Глины	*Суглинки, супеси, глины* с галечными и обломками подстилающих пород.
O_2 mk	5	30	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	*Аргиллиты и алевролиты* с тонкими прослоями *песчаников.* Породы красноцветные.
O_2 čr	30	370	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	*Аргиллиты* зеленовато-серые, желто-зеленые, коричневые, буровато-коричневые с прослоями *алевролитов* и *песчаников* известковистых.
O_2 kr	370	420	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	*Аргиллиты и алевролиты* грязно-зеленые, желтовато-серые, буро-желтые, реже бурые с прослоями *песчаников* кварцевых, светло-серых с розоватым оттенком, разнозернистых.
O_1 uk	420	460	Доломиты Песчаники	*Доломиты* водорослевые, пестрцветные, мелкозернистые, с прослоями *песчаников* известковистых.
$Є_{2-3}$vl+ il	460	630	Мергели Алевролиты Аргиллиты Доломиты Песчаники	*Мергели, алевролиты, аргиллит,* красно-бурые, голубые, розоватые, зеленые, слабослюдистые, с редкими прослоями розовых кварц-полевошпатовых песчаников, глинистых доломитов, зеленовато-серых, темно-серых с фиолетовым оттенком, в нижней части гипсов розовых и белых.
$Є_{1-2}$lt	630	790	Доломиты Известняки	*Доломиты, доломиты известковистые, глинистые, известняки* темно-серые, коричневато-серые, массивные, пятнистые, мелкозернистые, слаботрещиноватые, окремненные, с включениями гипса и ангидрита.
$Є_1$an	790	1060	Каменные соли Доломиты Известняки	*Переслаивание каменных солей* прозрачных с голубоватым оттенком, грязно-серых, *доломитов, доломитов глинистых, доломито-ангидритов и известняков* серых, коричневато-серых.
$Є_1$bl	1060	1160	Доломиты Известняки	*Доломиты, доломиты глинистые,* серые, темно-серые, коричневато-серые, тонко и мелкозернистые, массивные, слаботрещиноватые и кавернозные с прослоями *известняков* серых.
$Є_1$bs	1160	1560	Доломиты Известняки Каменные соли	*Каменные соли* прозрачные, грязно-серые, розовые, белые, крупнокристаллические. *Доломиты, доломиты глинистые, доломито*-ангидриты темно-коричневые, голубовато-серые, пепельно-серые. *Известняки* органогенные серые, разнозернистые.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	
1	2	3	4	5
$Є_1$us	1560	2310	Каменные соли Доломиты Известняки	*Переслаивание пластов каменных солей* прозрачных, грязно-серых, бледно-розовых, *доломитов, доломито-ангидритов и известняков* темно-серых. Доломиты прослоями глинистые, ангидритовые и засолоненные.
	1930	2030	Долериты	*Долериты* темно серые с зеленоватым оттенком, мелкокристаллические, плотные.
	2040	2090	Доломиты Известняки	*Осинский горизонт. Известняки* доломитизированные органогенные серые, темно-серые, разнозернистые, кавернозные, слаботрещиноватые, часто засолоненные, прослоями глинистые.
V- $Є_1$ mt	2310	2642	Доломиты Алевролиты Аргиллиты Ангидриты Песчаники	*Верхнемотская подсвита. Доломиты* органогенные, глинистые, серые и темно-серые, прослоями засолоненные, разнозернистые, кавернозные, *ангидриты* белые, пятнистые. *Среднемотская подсвита. Доломиты* серые, коричневато-серые, пепельно-серые, иногда окремненные, оолитовые, *доломито-ангидриты, доломиты глинистые.* *Нижнемотская подсвита. Песчаники, алевролиты, аргиллиты, доломиты и ангидрито-доломиты.* Доломиты глинистые, алевритистые, ангидритистые. Аргиллиты и алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком. Песчаники преимущественно кварцевые, реже полевошпатово-кварцевые, средне- и мелкозернистые, разнозернистые, хорошо отсортированные, окатанные. Цемент глинистый, реже карбонатный, сульфатный. Тип цемента порово-пленочный, базальный. К нижнемотской свите приурочены нефтегазоконденсатоносные отложения *ярактинского горизонта.*

Далее в таблице 7 представлены возможные осложнения по разрезу скважин, в ходе рассмотрения нашей темы, это поглощения бурового раствора. Так же в таблице 8 представлены максимально - допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважин при выполнении технологических операций.

Таблица 7 - Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, $м^3/ч$	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его max снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (МПа)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$O_{1-2}uk+kr$	370	460	25-40	-	да	0,0130	0,0178-0,0184	При бурении терригенных пород, обладающих коллекторскими свойствами.
$Є_{2-3}vl+il$	460	560	до 15	-	да	0,0134	0,0189	
$Є_{1-2}lt$	630	790	12-36, до 180	-	да	0,0136	0,0191	При бурении трещиновато-кавернозных пород.
$Є_1an$	790	1060	10-25	-	да	0,0136	0,0190	
$βT_1$	2130	2230	15-30, до 60	-	да	0,0136	0,0186	При прохождении траппов.

Таблица 8 - Максимально - допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважин при выполнении технологических операций

Интервал, м		Градиенты давления, МПа/м		Плотность бурового раствора, $кг/м^3$	Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, МПа	
От (верх)	До (низ)	пластового	гидроразрыва		верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	0,0100	0,0181	1060	0	0,660	0	1,050
100	1100	0,0100	0,0190	1200	0,605	6,655	1,190	13,090
1100	2642	0,0100	0,0190	1280	5,775	13,871	13,970	33,553

Примечания

Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии определяется как разность между гидростатическим давлением столба бурового раствора и пластовым давлением на соответствующей глубине.

В таблице 9 представлена конструкция скважины, глубина спуска обсадных колонн.

Таблица 9 - Глубина спуска обсадных колонн

Название колонны или открытый ствол	Интервал по стволу скважины, м		Диаметр колонн, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цемента за колонной, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт	Номер раздельно спускаемой части	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны
	От (верх)	До (низ)					От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	0	100	323,9	0	1	1	0	100	Спуск с целью перекрытия слабоустойчивых, рыхлых пород четвертичного возраста и зон поглощения в ордовикских отложениях.
Кондуктор	0	1100	244,5	0	1	1	0	1100	Спускается в плотные отложения булайской свиты с целью перекрытия зон возможных осложнений, для обеспечения необходимой несущей способности ствола скважины. Оборудуется ПВО.
Эксплуатационная	0	3336	168,3	0	1	1	0	3336	Спускается с целью перекрытия и качественного освоения продуктивных отложений.

На рисунке 8 представлен график совмещенных давлений.

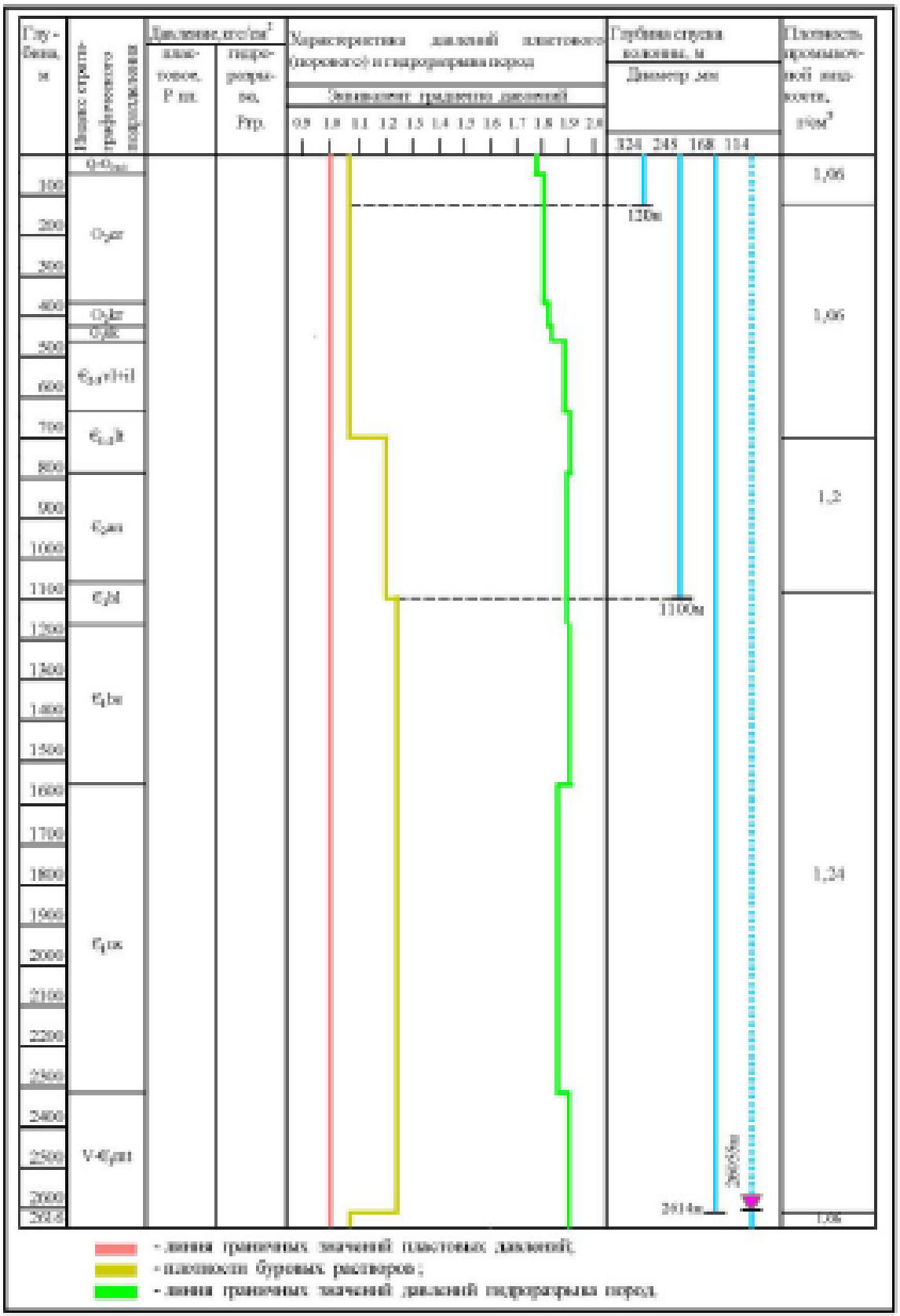

Рисунок 8 График совмещенных давлений

3.3. Рассмотрение поглощений на примере некоторых скважин Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения. Осложнения в процессе строительства скважины 205 куст №2.

10.07.11 г. в 00:20 при бурении сплошным забоем **на глубине 221,5 м** зафиксировано геологическое осложнение, вызванное поглощением промывочной жидкости. Стратиграфически осложнение приурочено к породам литвинцевской свиты нижне-среднего кембрия, представленной доломитами с включениями и прослоями ангидритов.

Режим бурения до начала поглощения: нагрузка – 13-15 тн, частота вращения ВСП – 60-80 об/мин, производительность насоса - 35 л/сек, давление – 15-17 кгс/см^2, средняя механическая скорость проходки – 3,4 м/час. С 00:20 до 01:00 при бурении в интервале 221,5-223,0 м скважина поглотила 13,0 м^3 промывочной жидкости, интенсивность поглощения – 19 м^3/час. Прокачали пачку ЛКС в объеме 30 м^3. До 02:00 бурение в интервале 223,0-224,0 м, интенсивность поглощения – 24 м^3/час. Циркуляция - 60%. Переход на УНБ-600 втулки-120 мм. С 02:00 до 04:15 бурение в интервале 224,0-226,0 м. Потеря циркуляции. С 04:15 до 06:00 ПЗР перевод скважины на тех. воду. До 12:15 бурение в интервале 226,0-227,8 м без выхода циркуляции. В результате осложнения с 00:20 до 2:00 было потеряно 37 м^3 полимерглинистого раствора. Анализ материалов свидетельствует, что осложнение, вызванное поглощением промывочной жидкости, носит геологический характер.

17.07.11 г. в 17:00 при бурении сплошным забоем на глубине 338 м зафиксировано геологическое осложнение, вызванное поглощением промывочной жидкости. Стратиграфически осложнение приурочено к породам литвинцевской свиты нижне-среднего кембрия, представленной доломитами с включениями и прослоями ангидритов.

Режим бурения до начала поглощения: нагрузка – 7-14 тн, частота вращения СВП – 70 об/мин, производительность насоса – 8-12 л/сек, давление – 3-14 кгс/см^2, средняя механическая скорость проходки – 5,2 м/час. С 17:00 до 17:30 при бурении в интервале 338-340 м произошла полная потеря циркуляции, интенсивность поглощения составила 38 м^3/час, потери бурового раствора – 19 м^3. Переход на УНБ-600 №2. Перевод скважины на тех. воду. Бурение в интервале 338-1001 м в условиях геологического осложнения на тех.воде без выхода циркуляции.

Осложнения в процессе строительства скважины 1811 куст №18.

19.07.12 г. при бурении сплошным забоем на глубине 96м зафиксировано геологическое осложнение, вызванное частичным поглощением бурового раствора интенсивностью 60 м^3/час. Бурение на ограниченной промывке с производительностью 15 л/сек., на глубине 96,5м полная потеря циркуляции. Бурение без выхода циркуляции до глубины 104м на ограниченной промывке 8 л/сек. Всего закачено бурового раствора на поглощение 51 м^3. Закачка пасты в объёме 2.2м^3 (на основе «Полиэкспан») с продавкой 0.75м^3 буровым раствором. Циркуляция была восстановлена.

Осложнения в процессе строительства скважины 206 куст №2.

08.09.12 г. С глубины 93м постепенное снижение объема выхода бурового раствора (Q) до 12л/с. С глубины 101м поглощение интенсивностью 50м³/час уровень на устье. Бурение на тех. воде для вскрытия зоны поглощения. При забое 120м статический уровень 4м, после закачки ПБС статический уровень 1м.

11.09.12 г. С глубины. 131м поглощение до 20 - 30м³/час при дальнейшем бурении снижение интенсивности до 1-2м³/час.

Осложнения в процессе строительства скважины 107 куст 9.

28.09.12 г. На глубине 46 метров произошло полное поглощение. Перевели скважину на тех. воду. В интервале 62-65 м. Посадка, при отрыве затяжка до 15 тонн.

29.09.12 г. Бурение без выхода циркуляции. Прокачки вязких пачек в общем объеме 30 $м^3$.

30.09.12 г. Бурение без выхода циркуляции. Прокачка вязкой пачки вV-10 $м^3$. На проработке в интервале 47-51 м, получили посадку до 3 тонн, при отрыве затяжка 15 тонн. На глубине 147-152 посадка до 2 тонн.

01.10.12 г. На глубине 152 м. цементаж межколонны ОК-324.

3.4. Промежуточные выводы по геологии и осложнениям.

Опыт ведения буровых работ показал, что процесс бурения интервалов скважин (0-300 м) под направления на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при наличии экзогенной трещиноватости горных пород в интервале Литвенцевской и Верхоленской свит [2].

Буримые горные породы Верхоленской свиты представлены переслаиванием трещиноватых алевролитов IV категории по буримости, 7 категории по абразивности и с плотностью 2650 $кг/м^3$; аргиллитов и сильно трещиноватых доломитов, которые характеризуются III, V категориями по буримости, соответственно; а также 3 категорией по абразивности и плотностью 2730 $кг/м^3$ и 2800 $кг/м^3$ соответственно; мергелями, имеющими V категорию по буримости, 4 категорию по абразивности и плотность 2670 $кг/м^3$. Твердость по Л.А. Шрейнеру для указанных выше горных пород варьируется от 20 до 142 $кгс/мм^2$.

Горные породы Литвенцевской свиты представлены трещиноватыми известняками, доломитами и гипсами. Минеральная плотность пород этой

свиты 2200 — 2850 кг/м^3; твердость пород варьируется от 25 до 571 кгс/мм^2. Средняя абразивность пород по свите — 3,5.

Вследствие сложного геологического строения, в частности, переслаивания контрастных по проницаемости и механическим свойствам горных пород, процесс бурения интервала скважин под секцию направления в интервале от 0 до 300 метров ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора интенсивностью до 30 кубических метров в час, что неизбежно влечет за собой колоссальные дополнительные экономические затраты.

Так например, на скважине №205 катастрофическое поглощение бурового раствора интенсивностью 19 кубических метров в час началось на глубине 221,5 метров, на скважине №1811 на глубине 96 зафиксировано геологическое осложнение, вызванное частичным поглощением бурового раствора интенсивностью 60 м^3/час., на скважине № 202 во время бурения интервала 125 — 282 метра имели место катастрофические поглощения бурового раствора разной степени интенсивности, в итоге общие потери промывочной жидкости за интервал составили 580 м^3. Бороться с серьезными поглощениями, и на такой глубине, облегчением бурового раствора технически не представилось возможным.

Закачивание кольматационного материала в трещиноватые пласты также не принесли требуемого эффекта. Как результат, срок сооружения секции направления на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней.

В решении проблемы возникновения катастрофических поглощений при бурении обозначенных интервалов на ДНГКМ, значимым фактом является отсутствие отображения реальной производственной картины в проектной документации на бурение. Так, согласно совмещенному графику давлений,

поглощения бурового раствора в интервале 0-300 метров должны возникать при превышении градиента давлений 1,34 10-2 МПа/м, однако, поглощения промывочной жидкости разной степени тяжести возникают даже при использовании технической воды в качестве рабочего агента. Реальный градиент давлений при этом значительно ниже, указанного на совмещенном графике давлений. Таким образом информация в проектной документации не находит своего практического применения в решении производственной задачи, и в данном случае необходимо оперировать другими источниками данных.

Так же помимо новых решений борьбы с поглощениями. В таблице 10 представлены мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений с резко выраженной трещиноватостью, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции.

Таблица 10 - Технико-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважин по проектной конструкции

Наименование мероприятий или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2
Мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений с резко выраженной трещиноватостью и брекчированностью карбонатных отложений. **1. Промывка скважины (с известными данными по характеристике, интервалам зон поглощений)** 1 Восстановление циркуляции осуществлять с минимальной производительностью при постепенном перемещении бурильного инструмента вверх. Перед пуском бурового насоса бурильный инструмент вращать ротором в течение 3-5 мин с целью разрушения структуры промывочной жидкости. 2 Перемещение бурильного инструмента вниз с работающим насосом (на пример после наращивания) производить со скоростью 0,1 м/сек с целью недопущения высоких значений «мгновенного» расхода промывочной жидкости в кольцевом пространстве. 2.1 Исключить проработку осложненного интервала снизу – вверх с рабочей производительностью. 3 При разбуривании поглощающих горизонтов обеспечить круглосуточный контроль за объемами закачиваемого и принятого бурового раствора. 4 В период вскрытия поглощающего пласта составить временный график интенсивности поглощения, выполнить замеры $H_{ст.\ трубн.}$, $H_{ст.\ затр.}$, $H_{дин.}$ 5 При вскрытии поглощающего горизонта с пульсирующим выходом бурового раствора либо с полным уходом запрещается подбуривание поглощающего пласта на пресной воде при наличии в открытом стволе скважины засолоненных пород в целях исключения их размыва и вывалов. 6 Допустимо снижение нагрузки на пласт при подбуривании поглощающей зоны - при роторном бурении произвести переход на промывку 2 клапанами насоса УНБ-600 либо ЦА-320 с производительностью 3-4 л/сек. 7 В период подбуривания зоны поглощения при роторном способе бурения допустимо увеличение содержания наполнителя в составе бурового раствора свыше 3%. 8 На время бурения с наполнителем систему очистки буровых растворов отключают от системы циркуляции. **2 Спуско-подъемные операции** 1. Перед проведением СПО производить в обязательном порядке промывку в течение 2-х циклов. 2. При промывках выполнять расхаживание инструмента на полную длину ведущей трубы, при возможности производить вращение компоновки ротором. 3. Ограничить скорость расхаживания инструмента до 0,5-0,7 м/мин. 4. В процессе спуска бурильной колонны выполнять промежуточные промывки. Первую промывку скважины производить над башмаком предыдущей обсадной колонны, последующие через 250 - 300	Предупреждение и ликвидация поглощений бурового раствора

Наименование мероприятий или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2
метров. 5. Перед пуском бурового насоса произвести расхаживание или вращение инструмента в течение нескольких минут, пуск насоса производить на минимальных оборотах. 6. Средняя скорость спуска инструмента выбирается исходя из фактического состояния ствола скважины, спускаемой компоновки низа колонны, параметров бурового раствора. 7. Для снижения гидродинамического воздействия на поглощающие интервалы, скорость спуска инструмента на расстоянии 100-150 метров от зоны поглощения и в зоне поглощения выдерживать не выше 0,7 м/сек. 8. Произвести промывку после поглощающего интервала с целью разрушения возможного сальника, образовавшегося при прохождении этого интервала. 9. Осуществлять постоянный долив скважины в процессе подъема инструмента. 10. В случае поршневания подъем прекратить, промыть скважину с расхаживанием инструмента в течение 1,5-2 циклов, при необходимости до полного вымыва шлама. Циркуляцию восстановить с минимально возможной производительностью бурового насоса. 11. При спуске инструмента вести постоянный контроль вытеснения бурового раствора из скважины. В случае прекращения вытеснения поднять в безопасную зону (обсаженный интервал ОК) и произвести восстановление циркуляции с минимальной производительностью. 12. При частичном поглощении рекомендуется производить в процессе спуска бурильной колонны промежуточные промывки в течение 15-30 минут. Первую промывку произвести над башмаком последней обсадной колонны, последующие через 200 метров, последнюю за 250 метров от кровли зоны поглощения. 13. При наличии наполнителя в составе бурового раствора в процессе спуска бурильной компоновки рекомендуется, для разрушения структуры промывочной жидкости, вращать колонну ротором в течение 5-7 минут на перечисленных выше глубинах. **3 Методы ликвидации поглощения, связанных с трещиноватостью карбонатных пород и их брекчированностью** 1 При вскрытии поглощения интенсивностью более 20 $м^3$/час в без солевом интервале, скважину перевести на промывку технической водой с периодической прокачкой ВУС с комплексом наполнителей - кордного волокна, кольматанта К3-К10, опилок древесных, ОКЖ (ЛКС). 2 При вскрытии поглощения интенсивностью до 12 $м^3$/час с вскрытыми солевыми отложениями - снизить производительность до 6-12 л/сек, произвести ввод наполнителей в состав бурового раствора от 1% до 3%. 3 С пульсирующим выходом промывочной жидкости до полной потери циркуляции (в целях сокращения временных и материальных затрат) перевести скважину на пену, структурированную полимером и глинистым раствором с периодической прокачкой ВУС с наполнителем и смазкой для профилактики призабойной зоны. 4 Изоляцию поглощающего пласта произвести спуском бурильного инструмента с открытым концом с последующим креплением	

Наименование мероприятий или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2
РБТС (раствором с быстро твердеющими свойствами) и цементным раствором. Порядок работ при изоляции поглощающего пласта: - На основании проведенных гидродинамических исследований подобрать систему ВУС, РТС, комплекс наполнителей. - Собрать роторную компоновку (диаметр проходного отверстия не менее 12 мм либо открытый конец). - Спустить роторную компоновку в подошву поглощающего пласта. - Закачать тампонажную смесь, разместив ее в интервале поглощающего пласта. - Поднять инструмент на 25-30 м выше кровли размещенной смеси - При закрытом превенторе на минимальной скорости бурового насоса (при параллельной закачке с подключением ЦА-320 ч/з манифольд) произвести продавку тампонажных смесей. - При получении избыточного давления, не превышающего гидроразрыва пласта, оставить превентор закрытым на 25-30 мин. - Поднять инструмент в безопасную зону (в башмак обсадной колонны). - Произвести ожидание застывания РТС по данным лабораторных исследований (3-4 часа). - Спустить роторную компоновку до поглощающего пласта, произвести промывку скважины в течение 1,5-2-х циклов, убедившись в отсутствии приемистости, произвести проработку поглощающего интервала. - При отсутствии поглощения продолжить углубление скважины. 5 При разбуривании в интервале под эксплуатационную колонну трещиноватых коллекторов в карбонатных отложениях и тонкой проницаемостью в песчаниках газовой части профилактику поглощений производить оптимизацией структурно-реологических характеристик и плотности бурового раствора. 6 После ликвидации поглощения опрессовать ствол скважины на разницу давлений столба бурового раствора с пониженной плотностью и плотностью, предусмотренной проектом. Опрессовку производить с повышением давления на 0,3-0,5 МПа через каждые 1,5-2,0 минуты закачкой порций по 40-50 л, интенсивностью 40-60 л/мин, но не более 0,5 $м^3$.	

3.5. Обоснование предложения по внедрению ударно-вращательного бурения с применением газообразных рабочих агентов на Дулисьминском НГКМ.

Инновационным решением проблем сооружения кондукторов на Дулисьминском НГКМ, с большой долей вероятности, можно считать внедрение ударно-вращательного бурения интервалов под кондуктор

мобильными буровыми установками с использованием газообразных промывочных реагентов. Необходимо заметить, что бурение секций вращательным способом от привода ротора, без искусственного искривления ствола скважины, что упрощает техническую и технологическую реализацию бурения обозначенного интервала с промывкой газообразным реагентом.

Также при бурении таким способом увеличиваются механическая скорость и срок службы долота; меньше загрязняются горные породы и продуктивные пласты; сокращается время отбора образцов шлама; практически устраняется потеря циркуляции в пластах, не содержащих воду и нефть; при использовании газов можно осуществлять заканчивание в продуктивных газовых пластах, имеющих низкие пластовые давления, с сохранением естественных коллекторских свойств; практически исключается возможность пропустить пласты, содержащие воду, нефть или газ, дебиты и легко замерить, не прибегая к испытаниям пласта через бурильную колонну; устраняются выпучивания, размыв стенок ствола и обвалы в породах, естественная структура которых нарушается при смачивании водой[2].

В частности, установлено, что очень важен имеющийся опыт и результаты ударно-вращательного бурения с применением воздушного аэрозоля на Нарыкско-Осташкинской площади Кемеровской области [5]. Бурение на данной площади велось для добычи газа из угольных пластов.

Буримый ударно-вращательным способом интервал представлен следующими породами: суглинками, базальтом, песчаником, алевролитом, аргиллитом и углем. Плотность пород обозначенного интервала варьируется от 1300 кг/м^3 до 2730 кг/м^3. Предел прочности пород интервала на сжатие находится в границах от 60 кгс/см^2 до 620 кгс/см^2. Средняя абразивность пород — 1,5. Категории пород по буримости следующие: суглинки имеют III категорию, базальты — IX, песчаники — алевролиты, аргиллиты и уголь — IV.

Модуль упругости пород Литвенцевской свиты находится в интервале от 400 кгс/мм^2 до 3200 кгс/мм^2.

Основываясь на выявленных фактах системных поглощений бурового раствора, наличия твердых, но трещиноватых пород на Нарыкско-Осташкинской площади в интервале от 0 и до 150 м, технологическая служба бурового подрядчика предложила применение ударно-вращательного способа бурения скважины и воздушного аэрозоля в качестве рабочего агента, и обосновала это решение с точки зрения безаварийной технологии строительства скважины [2].

Фактически на интервале поглощений 0-150 м использовалась мобильная установка в комплекте с пневмоударниками.

Для процесса строительства интервала разработаны специальные параметры режима бурения: нагрузка на ПРИ - не более 20 кН, частота вращения ПРИ — 1 оборот за 0,2 метра углубления, максимальная подача сжатого воздуха — 91 м^3/мин. Бурение секции кондуктора на Нарыкско-Осташкинской площади с подобранными параметрами режима позволило обеспечить безаварийность прохождения интервала и механическую скорость бурения до 18 м/ч.

В конечном счете, срок строительства интервалов под кондуктор на скважинах № 13, № 15, № 17, № 19, № 25, № 27, № 29 составил, в среднем, 27 часов.

Полученный результат свидетельствует об эффективности разрушения трещиноватых горных пород, включая породы с высокой категорий по буримости, ударно - вращательным способом с продувкой газообразным агентом.

Приведенные фактические данные косвенно могут указывать на перспективность использования технологии и на Дулисьминском нефтяном месторождении на базе мобильных буровых установок.

Интервал 5-200 (300 метров), начиная с пород плотностью 2500 кг/м3 и выше, предусматривается бурить с погружным пневмоударным устройством на газожидкостной смеси с продувкой скважины сжатым воздухом до глубины установки кондуктора, что позволит избежать проблем, связанных с поглощением промывочной жидкости. При применении современных мобильных буровых установок с возможностью обеспечения создания дополнительной нагрузки на долото и пневмоударное устройство гидравликой установки, можно сократить время строительства направления и кондуктора до 5 суток и существенно сократить стоимость строительства за счет бурения на газожидкостной смеси пневмоударным способом.

Время на монтаж/демонтаж буровой установки, на подготовленной площадке включая: развертывание буровой установки, развертывание блока компрессоров высокого давления, системы дозирования ПАВа, емкостного парка – не более 2 рабочих смен.

Монтажная база бурового комплекса исключает необходимость применения кранового оборудования и растяжку мачты буровой установки на анкерах. Мобильная буровая установка с грузоподъемностью в пределах 45 - 60 метрических тонн, оборудованная интегрированным верхним силовым приводом с возможностью контроля усилия удержания буровой колонны и возможность пригрузить буровой инструмент на 10-16 тонн, обеспечивающая полную автоматизацию и механизацию спускоподъемных операций с бурильными и обсадными трубами. Возможность комбинированного бурения на гидравлике, сжатом воздухе, газожидкостной смеси.

Установка должна быть укомплектована компрессорами высокого давления суммарной производительностью порядка 100 $м^3$/мин при 3.5 МПа, системой дозированной подачи ПАВа производительностью 10-250 л/мин с обогреваемой промежуточной емкостью 5 $м^3$, емкостным парком для технической воды порядка 40 $м^3$ (для улучшения очистки скважины при бурении на ГЖС и стабилизации стенок скважины).

Промышленное внедрение ударно-вращающего бурения интервалов участка направление - кондуктор на ДНГКМ позволит не только существенно увеличить циклическую и коммерческую скорость бурения скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях данного геологического разреза на месторождениях Восточной Сибири.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации проведены теоретические и аналитические исследования методов ликвидации поглощений буровых растворов при бурении скважин в Восточной Сибири. Данный вид осложнения при бурении оказался одним из самых актуальных, экономически затратных и труднорешаемых проблем в буровой промышленности. Следует отметить, что основная причина поглощения бурового раствора заключается в разнице давления гидростатического столба жидкости и давления пластового флюида. Также важное значение имеет характер породы, образующей зону поглощения, в частности ее пористость, кавернозность и наличие трещин.

Более тщательно для борьбы с поглощениями был исследован ударно-вращательный способ бурения с очисткой забоя газожидкостными смесями. В ходе данного исследования в основу применимости метода, легли данные анализа тектонической обстановки региона, литологической характеристики пород, слагающих разрез скважины, состава пород, процесса формирования геологической площади, а также схожесть геологических условий Дулисьминского НГКМ и Нарыкско-Осташкинской площади на предмет наличия трещиноватости, изломов, окремнелости в породах. Успешность опыта применения бурения с продувкой воздушным аэрозолем на Нарыкско-Осташкинской площади нельзя не отнести в пользу решения проблемы сооружения направлений на Дулисьминском НГКМ внедрением ударно-вращательного бурения с применением продувки газообразным рабочим агентом.

Вследствие чего хотелось бы сказать, что промышленное внедрение ударно-вращательного бурения с применением ГЖС позволит не только существенно увеличить циклическую и коммерческую скорость бурения скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях данного геологического разреза на месторождениях Восточной Сибири.

В целях дальнейшего внедрения ударно-вращательного бурения с применением ГЖС и повышения его эффективности, необходимо продолжить исследовательские и конструкторские работы в следующих направлениях:

1. Более тщательно исследовать геологию предполагаемых мест поглощений для более точного выбора тех или иных буровых растворов.
2. Разрабатывать более современную методику и технологию бурения на нефть, и газ в местах катастрофических поглощений.
3. Улучшать технику и технологию для более глубокого применения данного способа.

Приложение (A)

Dealing with disastrous lost of drilling mud circulation

Drilling mud loss circulation

Drilling a well is the most common way to access oil and gas resources and geothermal reservoirs. During drilling, a fluid is circulated in the well. This fluid (the drilling fluid) cools the drillstring, transports rock cuttings out of the well, and prevents the surrounding formation from collapse. The bottomhole pressure of the drilling fluid is kept within a certain “window.” The lower bound of the wellbore pressure is usually dictated by the formation pore pressure or the minimum pressure obtained from the borehole stability analysis, whichever is greater. If the bottomhole pressure drops below the pore pressure, an influx of formation fluids into the well may occur. If the bottomhole pressure drops below the minimum value obtained from borehole stability analysis, the formation may cave in.

The upper operational bound of the bottomhole pressure is chosen so as to avoid lost circulation. Lost circulation is a situation where less fluid is returned from the wellbore than is pumped into it. When lost circulation occurs, some drilling fluid is lost into the formation. Lost circulation gives rise to nonproductive time spent on regaining circulation. According to [1], lost circulation was responsible for more than 10% of nonproductive time spent when drilling in the Gulf of Mexico between 1993 and 2003. The inability to cure losses and resume drilling may, in the worst case, necessitate sidetracking or abandoning the well.

The economic impact of lost circulation includes, in addition, the costs of the lost drilling fluid and of the treatment used to cure the problem. According to one estimate, the cost of drilling fluids amounts to 25% - 40% of total drilling cost [2]. Given that both regular drilling fluids and lost circulation materials are often quite expensive, the direct economic impact of losing these substances into the formation may be substantial. The cost issue is especially relevant for oil-based muds that are usually more costly than water-based fluids.

In addition to the direct economic impact (cost of expensive drilling fluid and nonproductive time), lost circulation may cause additional drilling problems. In particular, the reduced rate of returns may impair cuttings transport out of the well. This leads to poor hole cleaning, especially in deviated and horizontal wells. Poor hole cleaning may eventually result in pack-offs and stuck pipe.

Losing drilling fluid into the formation in the pay zone increases formation damage as pores and fractures in the reservoir rock become plugged with particles present in the drilling mud (barite, bentonite, cuttings, solids used as lost circulation material, etc.). The formation damage created by lost circulation needs to be removed before production can start, which leads to additional costs.

Severe cases of lost circulation may lead to well control problems. In particular, the mud column disappearing into the formation may reduce the fluid pressure in the well, which will enable the influx of formation fluids, in particular gas, into the well. This may eventually lead to a kick or borehole collapse. Lost circulation in tophole sections may lead to shallow water flow events.

Given the scope of its negative consequences, lost circulation has been identified as “one of the drilling industry’s most singular problems” [3]. According to some estimates, the annual cost of lost circulation problems, including the cost of materials and the rig time, is around one billion dollars globally [4].

Lost circulation in the overburden can be equally as bad as in the reservoir, even though formation damage is of no concern there. If losses are not treated properly and drilling proceeds without first sealing the thief zone, subsequent cement jobs can be compromised. The quality of well cementing depends crucially on placing the cement column all the way up to the target height. If an unplugged thief zone exists against the annulus to be cemented, cement slurry may escape into this zone during the cement job, and the cemented length of the annulus will be shorter than planned. Remedial cementing can be employed to cure the problem, but this will increase nonproductive time and incur extra costs. Lost circulation is common in geothermal drilling [5].

Large fracture apertures (on the order of cm) often cause severe or total losses while drilling the overburden or the reservoir. According to Ref. [6], lost circulation problems are responsible for 10% of well costs in mature geothermal fields and often more than 20% of well costs in exploration wells in the United States. In Iceland, an analysis revealed that lost circulation or hole collapse was the primary cause of drilling troubles in 18 out of 24 wells in the Hengill Geothermal Area [7]. These problems may further lead to cement losses into the formation during subsequent well cementing.

Wells drilled in fields with elevated geothermal gradient are often prone to losses caused by cooling. When the relatively cold drilling fluid coming from the surface contacts the much hotter formation, the rock contracts and the hoop stress around the hole becomes smallerdie, less compressive. The rock is then easier to fracture because of this effect. Ballooning and losses observed in some Gulf of Mexico wells are attributed to this effect [8]. Lost circulation is common in naturally fractured formations. Severe or total losses are common in carbonate rocks in the Middle East [9].

In a naturally fractured carbonate field in Iran, mud losses were reported in 35% of drilled wells [3]. In Saudi Arabia, 32% of wells in the naturally fractured carbonate Khuff Formation experience ballooning, while 10% experience lost circulation [10].

The best way to deal with lost circulation is to prevent it from happening altogether in the first place. In practice, however, this may be difficult to achieve. Nevertheless, technological improvements in formation characterization and drilling fluid design enable the prevention of losses in many wells. Preventing lost circulation requires that the mechanics and physics of this drilling problem are fully understood.

The most obvious way to prevent lost circulation is to keep the downhole pressure sufficiently low, below the upper operational pressure bound. In practice, however, it is not quite obvious how this upper bound should be chosen. In competent intact formations, the upper bound of the operational bottomhole pressure

is often set equal to the minimum in situ stress (minus some safety margin). The upper pressure bound is often called fracture pressure (We shall prefer the term "fracturing pressure" rather than "fracture pressure" in this book to avoid possible confusion with the fluid pressure inside a fracture. Fracture gradient, routinely used in drilling practice, is the fracturing pressure divided by the height of the mud column (psi/ft or kPa/m). The fracture gradient, in general, increases with depth since the bulk density of rocks, in general, increases with depth. Deviations from this trend, however, are possible. In particular, depleted formations may exhibit significantly lower pore pressure gradient and fracture gradient.) in this case, since an induced fracture will not propagate if the wellbore pressure stays below the minimum in situ stress. However, as we shall see, mud can be lost not only into induced fractures, but also into high-permeability zones (gravel, unconsolidated sand, etc.), large cavities, and natural fractures. The minimum in situ stress plays only a minor role in those scenarios. Also, induced fractures do not always cause lost circulation. As long as the induced fracture is short and narrow, losses might be acceptable or not noticeable at all.

Therefore, it would be more appropriate to call the upper operational pressure bound "lost-circulation pressure" rather than "fracturing pressure." Lost-circulation pressure means simply the bottomhole pressure above which lost circulation will occur, without reference to any specific (and often unknown) mechanism.

The lost-circulation pressure is a major uncertainty, even in competent rocks. This uncertainty is increased in depleted or complex reservoirs where pore pressure and stress distributions are rarely known. In naturally fractured rocks, the lost-circulation pressure depends on both the orientation and the aperture of natural fractures. Apertures of natural fractures may indeed be so small that the drilling fluid will not be able to enter them. Different fracture orientations mean that different fractures will open and cause losses at different wellbore pressures. Since there is usually a great variety in both apertures and orientations of natural fractures, it makes sense to consider a spectrum of lost-circulation pressures, rather than a single value,

in such formations. This shift of paradigm may help in situations where the upper pressure bound estimated from formation integrity and leakoff tests performed on a short openhole section below the casing shoe is later found to be misguiding. Indeed, a short open hole pressurized in such tests provides only a sample of the natural fractures that may be encountered by the drill bit during subsequent drilling. The results of the tests are therefore not always representative of what lies ahead.

The profiles of pore pressure and fracturing pressure (or, alternatively, pore pressure gradient and fracture gradient) versus depth determine the maximum length of the interval that can be drilled with the same mud weight. Thus, they determine the location of casing points along the well. This is illustrated for a fictitious vertical onshore well in Fig. 1.1 by plotting the upper and lower operational pressure profiles.

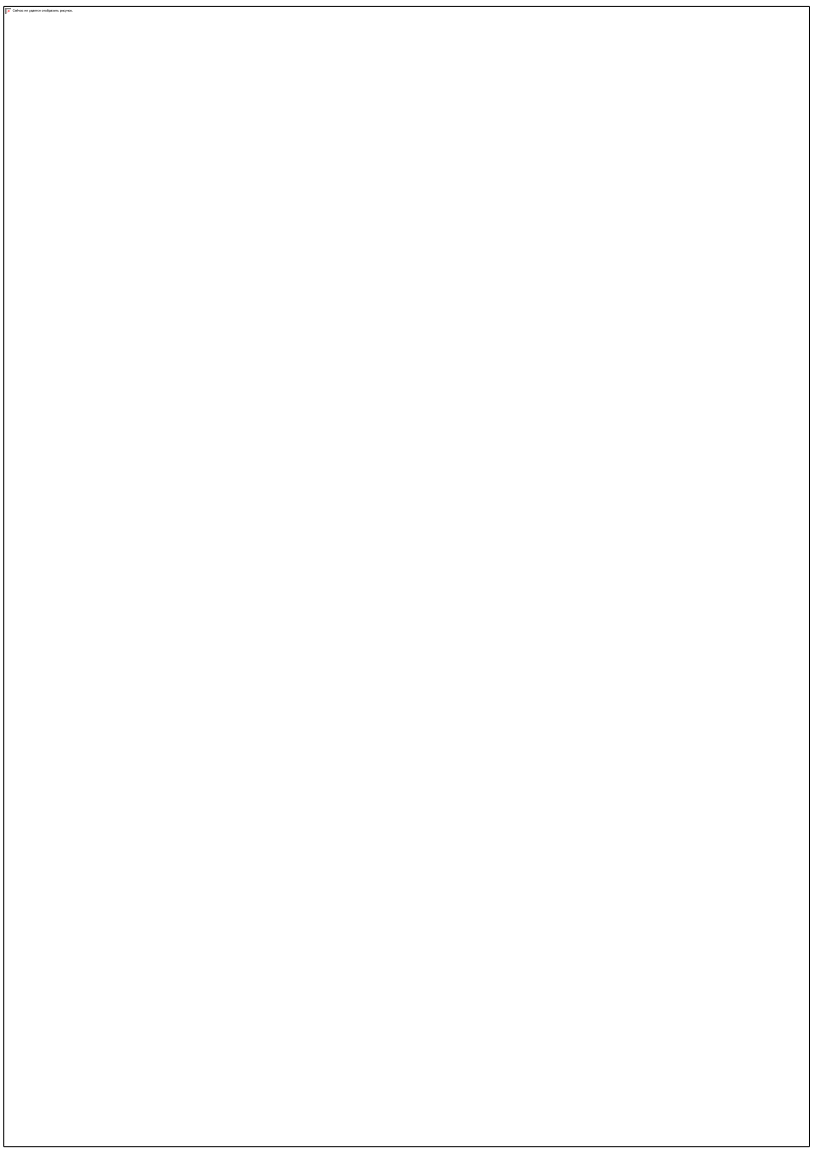

FIGURE 1.1 Casing points determined from the lower (pore pressure or borehole stability limit) and upper (lost-circulation pressure) operational pressure bounds along the well. The static bottomhole pressure is shown with a dotted line. Asterisks denote casing points.

The static bottomhole pressure is shown with the dotted line. Inclined parts of the dotted line must pass through zero pressure at the surface since the annular pressure is zero at the surface (This is true for conventional drilling where the circulation system is opened to the atmosphere. In managed pressure drilling, a backpressure may be applied.). Jumps in the dotted line signify changes in the mud weight. The largest possible lengths of the intervals are shown by asterisks. Indeed, moving the casing point located at D1 deeper along the hole would bring the static

bottomhole pressure below the pore pressure in the lower part of the interval. Increasing the mud weight to remedy this problem would increase the slope of the dotted line, which would violate the upper pressure bound in the upper part of the interval. This example shows that the lost-circulation pressure and the pore pressure (or the borehole stability limit) play crucial roles in setting up the casing program.

An alternative representation of the problem is possible in terms of the pore pressure gradient and lost-circulation pressure gradient. This is illustrated for substantial pressure changes during connections. If the operational pressure window is narrow, in a deepwater well the reduction of pressure before connection may lead to a formation fluid influx, and the pressure surge after connection may lead to lost circulation. Trips may cause formation fluid influx when pulling out of the hole, and lost circulation when running in hole. Preventing influxes and lost circulation during trips can be achieved, for example, by optimizing the drilling fluid rheology. Drilling through depleted formations is often required in order to access deeper reservoirs. Depleted formations are prone to mud losses. In some wells drilled in depleted formations, losses on the order of thousands of barrels have been reported [11]. The minimum horizontal stress is usually reduced in depleted reservoirs (chapter: Stresses in Rocks). This reduction affects the operational pressure window by reducing the fracturing pressure and thereby increasing the risk of mud losses.

Deviated or horizontal wells are prone to lost circulation. The operational pressure window is narrow in such wells. In some cases, the window may close altogether as the inclination increases. In extended reach wells, the problem is additionally aggravated by increasing annular pressure losses along the horizontal section. Since the fracturing pressure remains approximately the same at the same depth, the bottomhole pressure will eventually exceed it.

A considerable share of mud losses occur when running casing or pumping cement. Running the casing pipe generates an excessive bottomhole pressure that can lead to formation breakdown. During cementing, high density and rheology of cement result in an elevated bottomhole pressure, likely to be the highest pressure the

formation is ever exposed to during well construction. This may lead to lost circulation during a cement job. Another example of formation where losses are common is subsalt rubble zones [12]. Such formations are often represented by relatively weak and/or fractured shale. It has been argued that fractures in these shales are caused by deformation in the adjacent salt throughout geological history. Pore pressure in the subsalt shale can be either lower or higher than the pore pressure in the salt. The former scenario is the case, for example, in the Hassi Messaoud field, where severe losses were experienced [13]; the latter scenario is the case, for example, in the Gulf of Mexico, with pore pressure vs. depth schematically shown in Fig. 1.2.

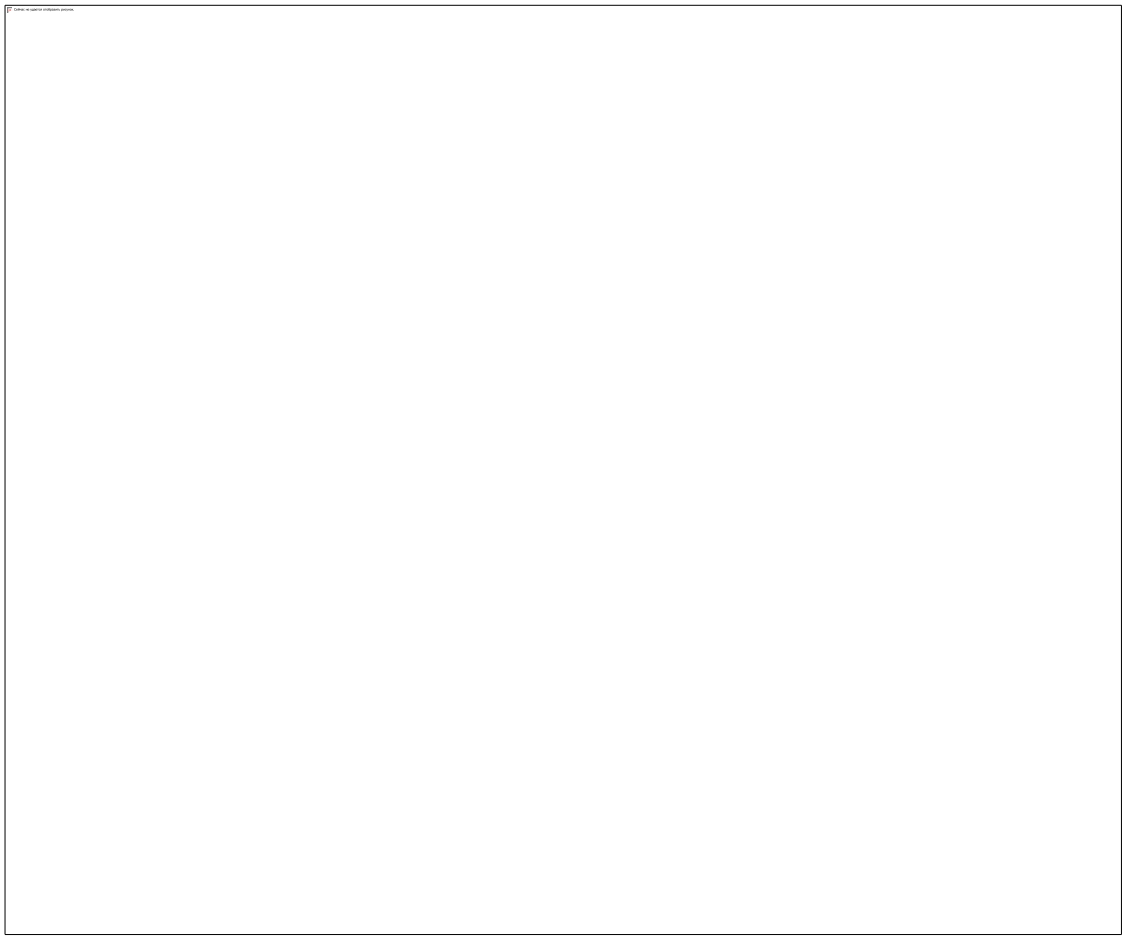

FIGURE 1.2 Pore pressure profile (solid line) above and below a salt body typical of some Gulf of Mexico wells. The salt body is shown with a dotted line. Overpressure in the subsalt shale is caused by the salt “trapping”

High pore pressure in shale below the salt is caused by the salt “trapping” the pore pressure. It results in a narrow margin between the pore pressure and the lost-circulation pressure in shale. As with other fractured rocks, filling fractures in the subsalt shale with cement or lost circulation material is not an easy task. According to one report from 1999, “the cost of drilling formations approximately 1500 ft above the salt to approximately 1500 ft below the salt have reached several million dollars” [13]. The nonproductive time associated with such intervals can be weeks. As an example, more than half of the wells drilled in the Hassi Messaoud field experienced total losses in subsalt shale.

Lost circulation is exacerbated in deepwater drilling. The fracture gradient is often quite low in deepwater wells [14]. This results in a narrow operational pressure window in such wells. Exceeding the fracture gradient can lead to mud losses. Lost circulation is a multidisciplinary challenge. Combatting lost circulation requires a complex approach that includes rock mechanical analysis, careful well trajectory planning, optimization of drilling fluid rheology and composition, optimization of loss prevention and lost circulation materials, and optimization of drilling hydraulics [15]. Considerable advances in petroleum-related rock mechanics, including hydraulic fracture mechanics, over the past decades have improved our understanding of lost circulation. Better methods of mud loss prediction and more effective treatments make it possible to drill wells that would be impossible to drill a few decades ago. At the same time, increasingly more difficult drilling conditions are encountered as ever deeper reserves are involved in exploration and production. This results in persistence of the lost-circulation challenge to this day.

Lost-circulation incidents happen regularly all over the world. In the future, the incidence of lost circulation is likely to increase. Five types of challenging wells are becoming increasingly common in oil and gas industry and will continue to be so in future: l deepwater wells; l wells in depleted reservoirs; l deviated, horizontal, and extended-reach wells; l HPHT wells; l combinations of the above. As we will see in subsequent chapters, the risk of lost circulation is increased in all five of these types

of wells. The aim of this book is to prepare the reader for the lost-circulation challenges of tomorrow. This is done by providing an up-to-date explanation of lost-circulation mechanisms and of current industrial practices.

Technology of impact-rotary drilling with air bottomhole cleaning

When the reservoir is penetrated with drilling, one of the most important conditions for preserving the natural permeability of the reservoir during its opening is, as already noted, the highest possible reduction of repression on the productive reservoir. When the reservoir is disclosed, the greatest amount of hydrodynamic pressure at the bottom of the well is reached when the drill bit is operating. At this time, the pressure on the well bottom consists of the mud column pressure, the pressure loss in the space behind the drill string and the hydrodynamic pressure caused by the column vibration during bit operation.

Reducing the pressure of the column of drilling mud is achieved by reducing its density and implementing the so-called drilling method "at balance" (or even on depression). Reduction of pressure losses in the annular space is ensured by the selection of optimal gaps between the drill string and the borehole wall accompanied with the reduction of the drilling mud flow, i.e., the realization of the so-called low-cost drilling. This is possible, as a rule, for rotary drilling or when using a low-cost downhole engine.

In this regard, there is another important requirement for downhole engines: it should not only provide a high mechanical speed of penetration to the bit, but also be low-cost.

When deciding to reduce repression on the productive layer, special attention should be paid to reducing the vibration of the drill string during the bit operation. The matter is that most of the oil industry neglects this fact until the elements of the bottom of the drill string often begin to break down. Therefore, while penetrating the reservoir it is necessary to create a highly efficient cushioning device and include it in the bottomhole assembly.

Special attention is also paid to the problem of regulating the speed of downhole operations and observance of technological regulation in the opening of the reservoir. The rates of launching operations used in drilling practice can provide very high repression on the formation, up to the hydraulic fracturing.

However, no matter how perfect the technique and technology of minimizing repression is, it is hardly possible to completely exclude it. Therefore, it is necessary to use a drilling fluid (practice shows that it should be free from clay), which would prevent the possibility of deep filtrate penetration into the formation at the time of repression.

In addition, a high degree of its purification from the cuttings should be provided to maintain the minimum mud density and the absence of physic – chemical interaction with the productive zone rocks and formation fluids.

One of the important factors in the reservoirs penetration is the duration of contact of the drilling fluid with the wall of the well, which determines the degree and depth of contamination of the wellbore zone. In this regard, it is necessary to reduce the duration of the primary opening by using high-performance technologies and drilling tools.

However, this is not always enough. Thus, in the case of the technological necessity for the use of solid-phase drilling fluids, the mechanical penetration rate and penetration into the bit are radically reduced due to the deterioration conditions of the drill bit. It is possible to eliminate or substantially reduce the effect of the solid phase in the drilling fluid by installing a bottom-hole solid-phase separator over the bit, which will allow the drilled mud to be removed to the tool, and this phase itself should be taken to the annular space.

As noted above, in order to maintain natural permeability during the initial opening of the reservoir, it is necessary to minimize repression to the formation which always demands drilling "on balance".

With the implementation of such technology, the probability of oil and gas inflows and the danger of a well gush increases. In this regard, to manage the

reservoir and reduce the risk of the open gush, it is advisable to develop technical means of detecting the oil and gas shows at the initial stage. The most promising direction in this area is the development of an acoustic system for the continuous monitoring of oil and gas shows.

In my opinion, to reduce repression on the productive layer, it is suitable to drill with a shock-rotational method using GLM (gas – liquid mixtures).

In the shock-rotary method of drilling, the rock is destroyed by impact loads. The torque and axial force, due to their insignificantness during the fracture process, are practically not involved. Their action consists of the rotation of the rod composition with a hammer and a crown, regardless of the piston impacts and pressing the crown to the bottomhole at the moment of impact.

In the rotary drilling method, the hammer is rigidly connected to the crown and is immersed with it in the well, therefore it is necessary to observe the optimal clearance between the well wall and the hammer.

The main advantage of the shock-rotary drilling method with respect to other mechanical methods, based only on the application of static loads (rotary drilling), is the possibility to intensify the process of rock destruction due to the impact of shock loads on them.

When using the impact-rotational method, there is no need to use pressure tools. The sharpening of the carbide tool prevents premature wear and increases the productivity of drilling.

In recent years the shock-rotary drilling method with hammers has been used widely. The effectiveness of the shock-rotary rock cutting tool and economic characteristics of the shock-rotary method depend on compliance with recommendations on rational operating parameters of drilling, on the implementation of a number of rules and methods for operating crowns and bits.

Drilling by impact-rotational method increases the drilling speed at several times.

Obtaining and application technology of gas-liquid systems.

Gas-liquid mixtures (aerated liquids, foams) increase the productivity of pneumatic impact drilling, the resistance of the rock cutting tool and the saving of material resources, are widely used as a cleaning agent, especially for drilling wells in difficult geological conditions.

Aerated liquids are dispersed multiphase systems in which the liquid is a dispersion medium and air (gas) is a dispersed phase. Fogs are multiphase disperse systems similar to liquid (aqueous solution of surface active substances) with a radius of 3-10 mm are a dispersed phase and air is a dispersion medium. Fog in its structural and mechanical properties is close to the gases, because in the aggregate state its particles are very bound by the forces of attraction and move almost freely and evenly, filling the entire volume represented.

Foams are multiphase disperse systems formed by a number of gas bubbles separated by thin liquids. The gas bubbles can take the form of polygons. Continuous disperse foam medium is liquid, and disperse phase is air (gas). The main part of the foam volume is the 99% gaseous phase.

To determine the state of the phases in the liquid crystal, a measure of the aeration degree of the liquid A is used, which is the ratio of the volume flow rates of the gas Qr and the liquid Qg at atmospheric pressure, i.e. A = Qr / Qw. At A = 60, the dispersed gas-liquid system is an aerated liquid, and at A = 60 – 300 – foam.

The use of gas-liquid systems as a purifying agent allows obtaining the reverse circulation without the use of mouth sealers, it is sufficient to use special ejector projectiles.

The presence of surfactants in compressed air makes it possible to dilute the destroyed rock in the body of the rock cutting tool and to the diaphragm of the ejector, which prevents its compaction and blockage of the channels.

The check of the operation of the existing piping circuits for the instrument and equipment for backwashing has shown that under such complex geological conditions this approach to ensuring reverse circulation is not reliable.

In order to obtain a stable backwash (flushing) and qualitative testing, it is necessary to use several methods for obtaining reverse circulation of the cleaning agent depending on the physical and mechanical properties of the rocks. As experimental studies have shown, rocks can be divided into three groups according to transport conditions:

• dry, loose;

• wet, plastic;

• water-resistant.

For the first group, it is expedient to use a vacuum blowdown with the use of downhole ejector devices or blowers, for the second group a closed blowdown in combination with a rock cutting tool that overlaps the outer ring and an ejector and an airlift wash for the third group.

Reverse vacuum blowing means creating a zone of reduced pressure inside the central channel for the entire length of drill pipes when using surface vacuum pumps or for creating a zone of reduced pressure on the drill bit using an ejector device.

However, experimental work has proved that using only vacuum provokes frequent blockage of the destroyed rock in the rock cutting tool due to its adherence or compaction, which considerably complicates the performance of drilling operations.

The use of a combination of a compressor and vacuum blowers of greater productivity gives a good result in cleaning the well from the destroyed rock, and the use of compressed air allows the plugs to be removed by reversing the flow and using downhole hammers. However, the use of vacuum blowers requires cleaning the air flow from the slurry and makes it difficult to use gas-liquid systems.

For further development, a method has been chosen for obtaining a backwash. Creating a zone of reduced pressure above the rocket destruction tool with the help of ejector projectiles allows to reduce the energy consumption for back blowing

(vacuum air purges are excluded), simplifies sampling and is well combined with gas-liquid systems as a purifying agent.

Airlift washing meets the requirements of effective well cleaning, high-quality sampling, the use of downhole pneumatic impact machines at a water level above the hammer to 20 m. But the possibility of its use is limited to hydrogeological, physical and mechanical properties of rocks and a minimum well depth of 10 m.

Good results were obtained by drilling along boulder-pebble sediments with different size of boulders and pebbles with a rock-destroying tool, constructed in the form of a ring crown with roller cutters inserted into it.

The technology of shock-rotary drilling by pneumatic hammers with reverse circulation of the cleaning agent is determined by the energy and frequency of impacts, the axial load and the intensity of the destroyed rock removal.

The energy and frequency of impacts in existing pneumatic machines are interrelated and increase or decrease simultaneously, but somewhat in different degrees. Since the level of shock loads in submersible hammers is calculated for smaller drilling diameters, it will certainly be below critical values for a rock-breaking tool with a diameter of 300 mm. If the main goal is the control of the drilling rate, then the impact energy and the frequency of impacts must be maintained at the highest possible level. The drilling rate is directly dependent on the air pressure, from the energy of a single impact and the frequency of impacts, which confirms the need to operate pneumatic impact machines at the maximum parameters of compressed air.

The presence of a downhole hammer and ejector machine presents a number of requirements that are typical for this type of drilling, which are necessary in the future technique developing for constructing the design schemes of an ejector projectile and the process describing the dynamics of air-impact ejector drilling.

A feature of the ejector, working in the connection with the hammer, is the presence of two different modes - the operating mode and the blocking mode. In the first case, when the hammer is exhausted, an air pressure of 0.25 MPa is created (at

0.3 MPa, the hammer does not start). In the second case cleaning the well from sludge and water sets the air pressure to 0.4 MPa. The second distinguishing feature of the ejector projectile with impact-rotary drilling and reverse circulation of the cleaning agent is the necessity of supplying a cleaning agent to the cutting elements of the rock cutting tool and the flow of the main volume into the annular channel of the vortex ejector.

Experience in the use of foam washing wells by PGO "Yakutskgeologiya" proved the feasibility of using drilling technology with the cleaning of the bottomhole by the GLM in the following conditions:

• drilling with air-impact and rotational methods, when the cleaning of the bottom with compressed air is hampered by water shows in the well;

• drilling on weakly cemented, fractured rocks;

• penetration of absorption zones;

• opening aquifers with low reservoir pressure;

• conducting drilling operations in hard-to-reach areas for water supply.

Proceeding from the experience of the use of GLM of air-impact drilling, it can be assumed that shock-rotary drilling with the use of submersible hammers in combination with the cleaning of the bottomhole with gas-liquid mixtures can become one of the main components of a complex of technical and technological means for developing advanced drilling technology in complex geological conditions.

References

1) Rehm B, Schubert J, Haghshenas A, Paknejad AS, Hughes J. Managed pressure drilling. Houston (TX): Gulf Publishing Company; 2008.
2) Le´colier E, Herzhaft B, Ne´au L, Quillien B, Kieffer J. Development of a nanocomposite gel for lost circulation treatment. SPE paper 94686 presented at the SPE European formation damage conference held in Scheveningen, The Netherlands; 25 - 27 May 2005.

3) Sanders MW, Scorsone JT, Friedheim JE. High-fluid-loss, high-strength lost circulation treatments. SPE paper 135472 presented at the SPE deepwater drilling and completions conference held in Galveston, Texas, USA; 5 - 6 October 2010
4) Al Maskary S, Abdul Halim A, Al Menhali S. Curing losses while drilling & cementing. SPE paper 171910 presented at the Abu Dhabi international petroleum exhibition and conference held in Abu Dhabi, UAE; 10 - 13 November 2014
5) Pa´lsson B, Ho´lmgeirsson S, Guðmundsson A´ , Boasson HA´ , Ingason K, Sverrisson H, et al. Drilling of the well IDDP-1. Geothermics 2014.
6) Finger J, Blankenship D. Handbook of best practices for geothermal drilling. Sandia National Laboratories; 2010. Contract No.: SAND2010 - 6048.
7) Sveinbjornsson BM, Thorhallsson S. Drilling performance, injectivity and profuctivity of geothermal wells. Geothermics 2014;50,76 - 84.
8) Tare UA, Whitfill DL, Mody FK. Drilling fluid losses and gains: case histories and practical solutions. SPE paper 71368 presented at the 2001 SPE annual technical conference and exhibition held in New Orleans, Louisiana; 30 September 3 - October 2001.
9) Savari S, Whitfill DL. Managing losses in naturally fractured formations: sometimes nano is too small. SPE/IADC paper 173062 presented at the SPE/IADC drilling conference and exhibition held in London, United Kingdom; 17 - 19 March 2015.
10) Ameen MS. Fracture and in-situ stress patterns and impact on performance in the Khuff structural prospects, eastern offshore Saudi Arabia. Mar Petrol Geol 2014;50:16 – 84
11) Willson SM, Edwards S, Heppard PD, Li X, Coltrin G, Chester DK, et al. Wellbore stability challenges in the deep water, Gulf of Mexico: case history examples from the Pompano field. SPE paper 84266 presented at the SPE annual technical conference and exhibition held in Denver, Colorado, USA; 5 - 8 October, 2003.

12) Sweatman R, Faul R, Ballew C. New solutions for subsalt-well lost circulation and optimized primary cementing. SPE paper 56499 presented at the 1999 SPE annual technical conference and exhibition held in Houston, Texas; 3 - 6 October, 1999.
13) Ferras M, Galal M, Power D. Lost circulation solutions for severe sub-salt thief zones. Paper AADE-02-DFWM-HO-30 presented at the AADE 2002 technology conference "Drilling & completion fluids and waste management," held at the Radisson Astrodome, Houston, Texas, April 2 - 3, 2002 in Houston, Texas; 2002
14) Power D, Ivan CD, Brooks SW. The top 10 lost circulation concerns in deepwater drilling. SPE paper 81133 presented at the SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference held in Port-of-Spain, Trinidad, West Indies; 27 - 30 April 2003.
15) Whitfill DL, Hemphill T. All lost-circulation materials and systems are not created equal. SPE paper 84319 presented at the SPE annual technical conference and exhibition held in Denver, Colorado, USA; 5 - 8 October 2003.