

СЕКЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

УДК 622.7

ПРИЗНАКИ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ ГАЗО-НЕФТЕ-ВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

Мальцев Д.П. студент Геологоразведочного техникума ИрГТУ группы гНБ-11-1, руководитель проекта: преподаватель специальных дисциплин Патрушев Н.П.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – это поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, освоении и ремонте.

Газ через трещины и поры проникает в скважину. Если пластовое давление выше давления бурового раствора, заполняющего скважину, газ с огромной силой выбрасывает жидкость из скважины - возникает газовый, а иногда и нефтяной фонтан. Это явление нарушает нормальный процесс бурения, влечет за собой порчу оборудования, а иногда и пожар.

Основными причинами газонефтеводопроявлений являются:

- снижение производственной, технологической и трудовой дисциплины;
- нарушение исполнителями действующих инструкций и правил безопасного ведения работ;
- недостаточная обученность специалистов и производственного персонала действиям по предотвращению и ликвидации нефтегазопроявлений и фонтанов.

Основные признаки ГНВП:

- Перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции.
- Увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при бурении или промывке скважины.
- Увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса.
- Уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при спуско-подъемных операциях (СПО).
- Увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб по сравнению с расчетным.
- Снижение плотности жидкости при промывке скважины.
- Повышенное газосодержание в жидкости глушения.
- Снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

Основными причинами, по которым пластовое давление может быть выше забойного, что неизбежно приводит к ГНВП, являются:

- уменьшение гидростатического давления за счет снижения плотности бурового раствора, поступления в циркулирующий раствор жидкости меньшей плотности, недостаточная дегазация бурового раствора;

- падение гидростатического давления за счет снижения уровня бурового раствора в скважине (поглощение бурового раствора, недолив раствора в скважину при подъеме буровой колонны);
- отрицательное гидродинамическое давление, возникающее при спуско-подъемных операциях, усиливающееся за счет эффекта поршневания;
- нестабильность бурового раствора (снижение плотности раствора, находящегося в скважине, за счет осаждения твердой фазы);
- эффекты фильтрации и контракции в сочетании с особенностями структурно-механических свойств бурового раствора;
- погрешности в определении пластового (порового) давления.

Основные меры предупреждения ГНВП:

- Устанавливается устьевое оборудование (превентора).
- Должен быть запас бурового раствора (не менее объема скважины), а особенно на скважинах, в которых предполагается вскрытие зон с возможными газо- и нефтепроявлениями, а также продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и объектах, газовых и газоконденсатных месторождениях, месторождениях с аномально высокими давлениями.
- Не вскрывать пласты, которые без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН (геолого-технический наряд).
- Долив скважины при подъеме буровой колонны должен быть непрерывный.
- Цемент за кондуктором должен подниматься до устья скважины.
- Следует избегать применения компоновок низа буровой колонны с малыми зазорами, так как колебания давления при СПО зависят от зазора между буровой колонной и стенками скважины.
- Колонну буровых труб следует поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах бурового раствора, соответствующих установленным ГТН.
- Перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей буровой трубой устанавливают обратный клапан.

Методы ликвидации ГНВП:

1. Метод “Буровщика”

Этот метод называется так, потому, что им может пользоваться персонал, незнакомый с особо сложными операциями по управлению скважиной. Метод буровщика не универсален, но применим во многих ситуациях.

Преимущества этого метода:

- простота применения;
- возможность незамедлительно начать работы по управлению скважиной;
- отсутствует необходимость в сложных математических расчетах, по крайней мере, на начальном этапе.

Недостатки метода:

- значительный риск порыва пласта на башмаке последней обсадной колонны;
- повышение значения давления как в скважине, так и наземном оборудовании;
- продолжительное время глушения скважины. Необходимо не менее двух циклов циркуляции. Первый цикл – вымыв газовой пачки, второй цикл – непосредственно глушение скважины.

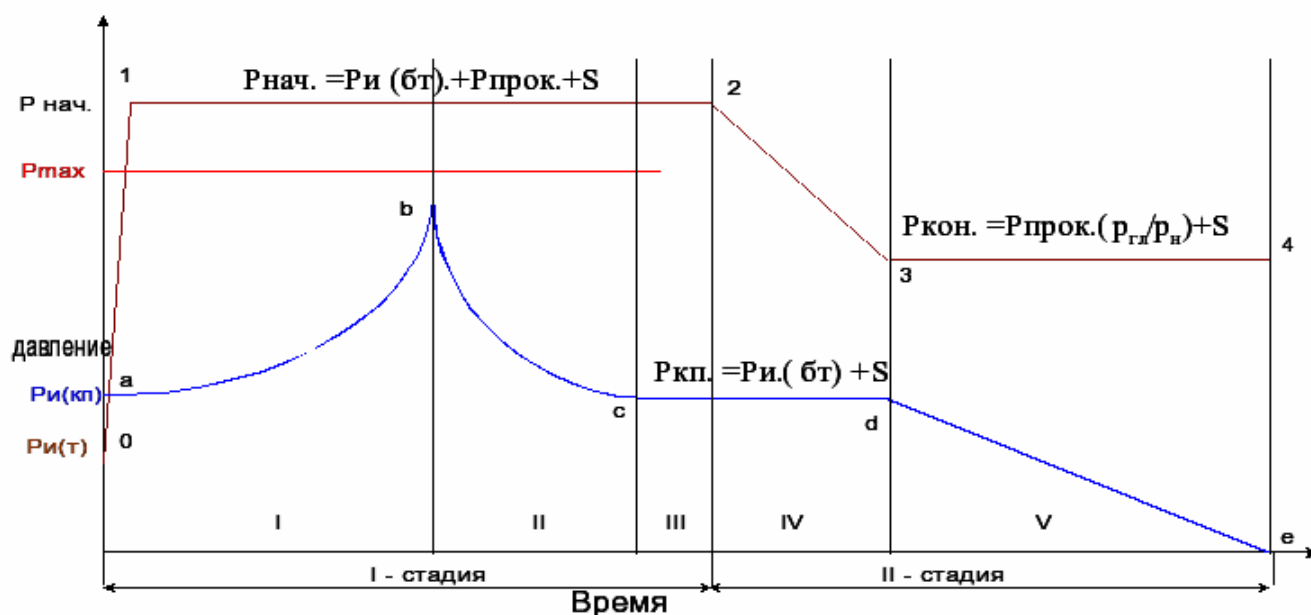


Рис.1 Диаграмма давлений на устье в бурильных трубах (0 - 4) и кольцевом пространстве (а – е) при глушении скважины двухстадийным способом (способ Бурильщика)

- I – газовая пачка поднялась к устью;
- II – удаление пачки газа из скважины;
- III – период циркуляции жидкости до начала замены ее на жидкость глушения;
- IV – заполнение бурильных труб жидкостью глушения;
- V – заполнение кольцевого пространства жидкостью глушения.

2. Метод “Ожидания и утяжеления”

При применении метода ожидания утяжеления, управление скважиной осуществляется путем одной циркуляции тяжелого раствора.

Метод включает фазу ожидания при закрытой скважине (получение тяжелого бурового раствора) до запуска циркуляции, которая содержит только один этап – подача тяжелого бурового раствора.

При глушении скважины способом «ожидания и утяжеления» вымывание поступившего пластового флюида и закачивание утяжеленного бурового раствора производится одновременно. Если запас необходимого утяжеленного раствора на буровой отсутствует, то остановив насосы и закрыв скважину, немедленно его утяжеляют. Технологически способ «ожидания и утяжеления»

сложный, так как требует проведения инженерных расчетов регулирования давления в скважине при своем осуществлении.

Вследствие этого глушение проявлений этим способом производится под руководством высококвалифицированных специалистов.

Для реализации метода ожидания и утяжеления необходимы следующие условия:

- долото должно быть у забоя;
- не должно быть осложнений для циркуляции бурового раствора;
- максимального допустимое давление на устье в кольцевом пространстве, должно превышать давление в затрубном пространстве, не допуская порыва пласта ниже башмака обсадной колонны;
- возможность получения необходимого объема раствора в очень короткий промежуток времени.

Период между герметизацией устья и началом закачивания тяжелого раствора должен быть максимально непродолжительным. Если для приготовления тяжелого раствора потребуется длительное время, газ сможет подняться к поверхности, что чревато многими проблемами (например, ошибками в оценке давлений, содержанием примесей в растворе).

Преимущества метода:

- по срокам реализации он короче, чем метод “Бурильщика”;
- давление на устье скважины в затрубном пространстве (газ под блоком задвижки скважины) меньше, чем при методе Бурильщика;
- давление в открытом стволе при движении газовой пачки несколько меньше, что важно с точки зрения прочности в слабом месте.

Недостатки метода:

- требуется больше времени на подготовку к ликвидации ГНВП (получение тяжелого бурового раствора, расчет и диаграмма) до начала циркуляции;
- требует решения проблемы-миграции газа за счет использования метода сравливания давления;
- отсутствие циркуляции в течение периода приготовления утяжеленного бурового раствора;
- большое избыточное давление на устье при всплытии газовой пачки;
- необходимо проведение расчетов для заполнения карты глушения скважины.

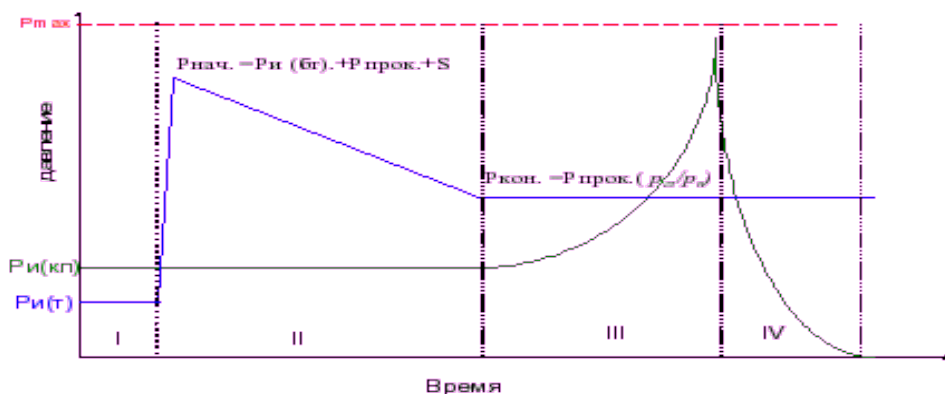


Рис. 2. Диаграмма давлений на устье в бурильных трубах и кольцевом пространстве при глушении скважины способом

«Ожидания и утяжеления»

I – время приготовления утяжеленного бурового раствора;

II- заполнение буровых труб жидкостью глушения;

III –IV - заполнение кольцевого пространства жидкостью глушения и вымывание газа из скважины.

Выводы:

Практика знает немало случаев, когда проявления переходили в открытые фонтаны только вследствие нечеткой и неслаженной работы обслуживающего персонала. В экстремальных ситуациях в связи с повышенным нервно-психическим напряжением обязанности и порядок действий каждого члена буровой вахты должны быть строго регламентированы, чтобы избежать ошибок, растерянности и связанной с ними потери времени. Операции по глушению скважин должны выполняться под руководством ответственного работника в соответствии с рабочей картой глушения или по специальному плану.

Источники:

1. Ю.В. Вадецкий «Бурение нефтяных и газовых скважин» – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 352 с.

УДК 622.7

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В РИФЕЙСКИХ ТРЕЩИНОВАТО- КАВЕРНОЗНЫХ КАРБОНАТАХ В УСЛОВИЯХ АНПД, ЮРУБЧЕНО- ТОХОМСКОЕ НГКМ

Иванишин В.М., Сираев Р.У., Данилова Е.М., аспиранты ИрГТУ; Вахромеев А.Г., проф. Каф. НГД, ИрГТУ

Сложные карбонатные нефтенасыщенные коллектора рифея Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления – один из наиболее проблемных объектов [1-5, 12-16], как для геологического изучения, оценки извлекаемых запасов нефти и газа, так и для первичного вскрытия бурением. В 2010 году начат новый этап изучения Юрубченской залежи ЮТМ, этап наклонно-направленного кустового эксплуатационного бурения с горизонтальным окончанием, бурения горизонтальных стволов большой протяжённости (до 1000 м). На первоочередном участке разработки ЮТМ в нефтяной части залежи на сегодня пробурено 4 наклонно-направленных пилотных ствола, и тринадцать горизонтальных стволов фактической протяжённостью до 1000м, суммарная длина горизонтальных участков превышает 10 000 м. С учетом наклонной части ствола общая длина вскрываемого скважиной нефтенасыщенного кавернозно-трещиноватого коллектора составляет около 1100м. В последние несколько лет сложилось единое представление о трещинно-кавернозном типе пустотного пространства продуктивной толщи рифея с ярко выраженной анизотропией

фильтрационного поля. Схема кустового бурения эксплуатационных наклонно-направленных скважин спроектирована таким образом, что горизонтальный ствол вскрывает нефтенасыщенную толщу перпендикулярно преобладающему направлению простирания трещиноватости [4].

Проблематика освоения залежей нефти и газа глубокими скважинами с горизонтальным окончанием на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (ЮТМ) во многом, если не полностью, обусловлена именно геологическим строением рифейского резервуара [3-10, 13]. Установлено три основных типа структуры пустотного пространства – трещинный, каверново-трещинный и трещинно-каверновый; проницаемы в основном вертикальные и субвертикальные трещины. При этом практически весь объем открытого пустотного пространства карбонатных пород образован в результате вторичных процессов. [2-4,18,19]. Для рифейских коллекторов характерны аномально низкое (градиент 0,88-0.89) пластовое давление в нефтяной части залежи и давление насыщения ($P_{нас}$), сопоставимое по величине с пластовым ($P_{пл}$). Важное значение для бурения и разработки имеет относительно высокий ($200\text{ м}^3/\text{м}^3$) газовый фактор. Проект горизонтального бурения предполагает относительно равномерное площадное распределение параметра проницаемости, проницаемость транзитных трещин не превышает 300-500 мД, хотя по данным ГДИ вертикальных скважин были получены более высокие значения (до 9770 мД). По результатам горизонтального бурения проницаемость трещинно-кавернозного массива весьма неравномерна. Результаты фактического вскрытия бурением рифейских карбонатов показали более высокую степень дифференциации геологических условий в нефтяной залежи - может вскрываться горизонтальным бурением равномерно-трещиноватая среда, может происходить длительное, до 200м бурение по непроницаемым, по существу монолитным породам, а далее наблюдается внезапный провал КНБК и катастрофическое поглощение.

Предположительно при провале в рифейской толще ЮТМ горизонтальным стволом вскрывается субвертикальная фильтрационная неоднородность трещинно-жильного или карстово-жильного типа [15, 16], внутренняя структура которой представляет собой систему зияющих трещин, активную проницаемую разломную зону, зону дробления, либо каверну (пещеру). Действительно, мощные зоны трещинно-жильного суперколлектора, или «аномального» коллектора («АК»), вскрытые горизонтальным бурением Юрубченской нефтяной залежи [13, 15, 16], четко фиксируются в процессе вскрытия по комплексу признаков. В их числе скачок мгновенной механической скорости (рис. 2), резкий провал КНБК на глубину от 30см до первых метров, потеря или падение давления циркуляции; и с этого момента начало катастрофического поглощения бурового раствора (БР) с расходами $10\text{-}20\text{ м}^3/\text{час}$ до полного. Зафиксированы двенадцать провалов на шести горизонтальных скважинах, что свидетельствует о вскрытии аномального коллектора с параметрами проницаемости, значительно превышающими 1000 мД. Для восстановления циркуляции в зону катастрофического поглощения закачиваются вязкие пачки с кольматантом средними размерами от 3мм до 12мм, причем изоляционного эффекта такие закачки не дают.

Если допустить, что величина раскрытости поглощающих трещин сопоставима с размерами частиц кольматанта, и рассчитать проницаемость, то полученные значения превышают проектные на 2-4 порядка.



Рис.1. Дискретность (!) поглощающих интервалов разреза в горизонтальном стволе, рифей. Скачкообразное изменение механической скорости при вскрытии высокопроницаемых разломных зон. Провал КНБК на гл. 3252м, катастрофическое поглощение. По данным горизонтального бурения скважины ХХУ, Юрубченская залежь, ЮТМ.

По результатам горизонтального бурения реальная природная геологическая модель Юрубченской залежи, имеет более сложное геологическое строение в части распределения в плане и разрезе участков или зон карбонатных пород разной проницаемости, она более дифференцирована, более дискретна, чем та, что формализована под задачу подсчета запасов. Не особо влияя на результаты подсчета запасов (подсчетная модель осредняет через расчетный кластер структуру фильтрационного поля), это реальное дискретное геофильтрационное строение залежи крайне осложняет цикл горизонтального бурения по отложениям рифея [5, 7, 8-10].

Таким образом, горизонтальным бурением стволов большой протяженности установлено существенное отличие от модельных допущений именно в периодическом вскрытии скважиной зон катастрофических поглощений, отождествляемых с зонами супер-коллектора. Подчеркнем, что в процессе первичного вскрытия величина эквивалентного забойного давления поддерживается по возможности минимальной и постоянно контролируется [6-8,10]. Процесс вскрытия бурением и проходки по горизонту можно представить в двух вариантах. Первый – когда горизонтальный ствол постепенно, по мере углубления вскрывает равномерно трещиноватый массив с небольшим диапазоном проницаемости. Это по существу проектный вариант. Второй - это бурение горизонтального ствола по монолитным породам продолжительное время до 200м., после чего резкий провал КНБК, потеря или падение давления циркуляции, скачок мгновенной скорости и поглощение до полного. Буровой цикл геологически осложняется, идет поиск оперативных технологических решений для восстановления циркуляции [10,17]. Гидродинамические условия залежи дополни-

тельно осложняют первичное вскрытие, ограничивая допустимый диапазон эквивалентных забойных давлений [12, 13].

Обобщая результаты горизонтального бурения, можно утверждать, что сложное многоплановое геологическое строение карбонатной рифейской толщи, в которой открыта и оценена нефтяная залежь, обуславливают широкую гамму проблем, как при строительстве горизонтальных стволов, так и при их последующем освоении [3, 5-10, 12]. Основные из них – поглощения промысловых жидкостей до катастрофических при вскрытии карбонатов рифея и в дальнейшем бурении горизонтальных участков (рис 2); быстрый переход скважины из режима поглощения в режим газонефтеводопроявления, что связано с высоким газовым фактором и давлением насыщения, сопоставимым по величине с пластовым (при циркуляции раствора скважина поглощает, а в статике проявляет); ограниченный диапазон режимов бурения и, как следствие, невозможность применения полного спектра более эффективного технологического оборудования; трещинно-кавернозный тип коллектора с АНПД и мгновенной реакцией аномального по проводимости коллектора на репрессию. Но главная проблема бурения по древним анизотропно-трещиноватым кавернозным коллекторам рифея – поглощения бурового раствора. Основная проектная технология первичного вскрытия традиционная – на репрессии. Причина катастрофических поглощений геологическая и кроется в крайне сложном строении залежи, её гидродинамике и структуры пустотного пространства. Итог – бурение в условиях постоянного поглощения (см. рис. 2), отсутствие технических возможностей регулирования эквивалентного забойного давления ($R_{эkv}$).

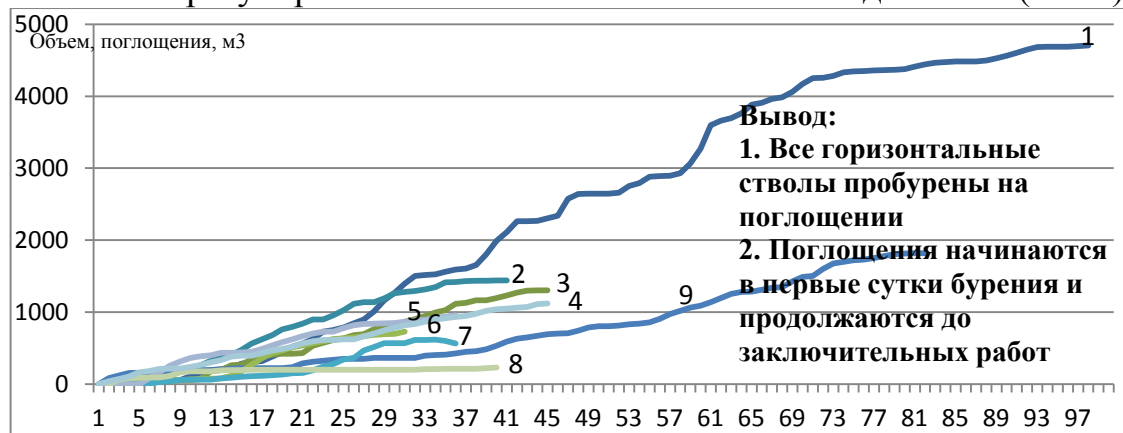


Рис. 2. Зависимость динамики поглощения в процессе первичного вскрытия горизонтальными стволами продуктивной толщи рифея. Юрубченская залежь, ЮТМ.

Сегодня единственный рабочий механизм борьбы с поглощениями в традиционной технологии вскрытия – применение кольматантов. Предполагается, что в успешном варианте это позволяет временно раздвинуть «коридор» между $R_{эkv}$ и $R_{начала\ поглощения} = R_{утечки}$.

Развитие нашего понимания и подходов в первичном вскрытии, поиск подходов к проблеме прошел через несколько этапов. Подчеркнем, что бурение горизонтальных участков, выполнено по 2-м технологиям – по традиционной десять скважин и по технологии «с управляемым давлением» – две скважины.

Последовательно, от скважины к скважине, от горизонта к горизонту нарабатаны алгоритмы вскрытия сложного, анизотропно-трещинного коллектора в карбонатах рифея. Определены ограничения (критерии), которые позволили внести серьёзную корректировку в технологический регламент горизонтального бурения [6, 7, 9, 10]. Первые скважины пробурены на репрессии. Эффективным шагом было решение о снижении плотности бурового раствора уд. вес 0,96 г/см³ с последующим снижением до 0,94 г/см³; 0,93 г/см³, введение кольматанта в БР по циркуляции и периодическая прокачка кольматационных пачек. Установлено ограничение по наполнителю, прокачиваемость через телесистему. При вскрытии ограниченного по интенсивности поглощения установлена целесообразность снижения скорости проходки при минимальной подаче насосов, и экономическая целесообразность бурения на поглощении до 6-8 м³/час, и эта граница выдерживается по алгоритму «бурение/борьба с поглощением». Бурение на ограниченном поглощении имеет определённый критерий рентабельности, и в определённом диапазоне вполне эффективно. Ограничение производительности промывки и стабильный процент содержания кольматанта вкупе с ограничением механической скорости позволяет бурить по трещиноватому коллектору с невысокими параметрами проницаемости. [6,7,10]. Это зависит от интенсивности поглощения и темпа её падения с момента вскрытия зоны.

Применительно к вариантам осложнения обоснованы типичные гидродинамические режимы (гидравлические программы) бурения для разных по проницаемости участков горизонтального ствола – для разных градаций рифейского коллектора. Установлено также, что система вскрытого горизонтального ствола меняет режим поглощения на режим проявления уже при изменении забойного давления на 0,01-0,02 МПа; что первичное вскрытие бурением «на управляемом давлении» без кольматации, сохраняя проницаемость трещиноватых зон, реально увеличивает дебит поглощения/проявления в зависимости от созданных в горизонтальной части ствола гидродинамических условий. Начиная с определенной длины вскрытого бурением горизонтального участка, скважина поглощает и проявляет одновременно.

Из сопоставления характеристик диапазона проницаемости кольматируемых карбонатов (12 порядков) и анализа эффективности применения ВУС для борьбы с поглощениями в горизонтальном стволе в цикле первичного вскрытия нефтенасыщенного рифея мы делаем вывод, что: диапазон проницаемости крайне широк, ограничивая эффективность кольматации как подхода. Бессмысленно бороться с трещинно-жильными зонами, характеристики которых (просвет каналов фильтрации) превышают величину гранул применяемого кольматанта (3, 5, 12мм). Трещинами, которые меняют величину проницаемости при изменении эквивалентного забойного давления [3].

С одной стороны, процесс горизонтального бурения по нефтенасыщенному коллектору с кольматацией нежелателен. Другая сторона, и это принципиально, возможность применения более эффективной технологии первичного вскрытия трещиноватых и кавернозных анизотропно-проницаемых коллекторов с точки зрения зрения добычи, более соответствует геологическим особен-

ностям строения, гидродинамике залежи. Речь идет о технологии «на управляемом давлении» «MPD». Рассматривая углубление ствола как процесс суммирования проницаемостей каждой вскрытой трещины, или зоны трещиноватости, и опираясь на опыт традиционного бурения, авторы ожидали закономерный рост интенсивности поглощения по мере увеличения протяженности вскрытого горизонтального ствола. Однако фактическая кривая текущей интенсивности поглощения показала снижение, что является одним из главных аргументом в пользу (MPD) как концептуально-новой для ЮТМ технологии первичного вскрытия. Первичное вскрытие на «MPD» явилось важнейшим этапом в горизонтальном бурении по трещиноватым карбонатам Юрубченской залежи [13]. Скважины № XXУ и № ХУУ дали нам новый геолого-технологический материал. По результатам строительства этих скважин сделаны выводы, что трещинно-каверновая система пустотного пространства вкупе с насыщающей её флюидной системой крайне чутко реагируют на изменения эквивалентного давления в процессе первичного вскрытия бурением. Ожидается, что в этих скважинах будут получены максимальная продуктивность в цикле испытания/освоения [12,13]. По итогам апробации технология бурения с замкнутым контуром «MPD» показала, что Рзаб.экв возможно «управлять», и применяемые «механизмы регулирования» реально работают. На практике достигнуто более тонкое управление Рэкв., чем в бурении на репрессии, с кольматантом, где Рзатр при зашламовывании затруба и одновременном поглощении на забое (забой – башмак ОК-178) неопределимо в принципе.

Установлено, что «MPD» как принципиально новая для гидродинамических условий рифейской залежи ЮТМ технология первичного вскрытия позволяет реализовать бурение в зонах практически с любым по интенсивности поглощением: мы не останавливаем проходку, т.е. циркуляцию, и не повышаем Рэкв на «горизонт»; регулирование заключается в приближении Рэкв. к Рпл. Профиль поглощения значительно ниже по амплитуде, отражает меньшую интенсивность поглощения на «MPD» по сравнению с традиционной технологией, и является непрерывным, поскольку вскрытые трещины не кольматируются. Было отмечено только одно важное ограничение – невозможность управлять циркуляцией в режиме депрессии, т.е. при Рэкв ниже Рпл., что связано с комплектацией применявшегося оборудования. Такая потребность перевода текущего рабочего диапазона Рэкв в область депрессии возникла в процессе горизонтального бурения, была обусловлена особенностями геологии и гидродинамики трещинно-каверновой и флюидной систем, вскрываемых протяженным (1000м) горизонтальным стволом. Сегодня такое ограничение снято, дооборудование «MPD» может быть заранее спланировано.

Результаты внедрения технологии первичного вскрытия с «замкнутым контуром» приводят нас к заключению, что применимость традиционной технологии бурения по горизонту с кольматацией не только ограничена. После вскрытия зоны суперколлектора углубление по сути неэффективно, не имеет смысла. Напрашивается вывод, что необходимо не просто сменить или доработать технологию первичного вскрытия горизонтальным бурением, нужно тео-

ретически обосновать принципиально другую технологию первичного вскрытия в рифее, которая могла бы «работать» в том реальном диапазоне горно-геологических условий, который сегодня нам удалось определить на основе данных горизонтального бурения. Обосновать, спроектировать и довести до практического использования.

Заключение.

Впервые горизонтальным бурением Юрубченской залежи вскрыты мощные зоны суперколлектора, или «аномального» коллектора (АК), которые чётко фиксируются в процессе вскрытия по провалу инструмента, скачку механической скорости, и падению давления циркуляции. Начинается катастрофическое поглощение бурового раствора. Этот наиболее проблемный тип геологического разреза с провалами КНБК в зоны трещиноватости или карстовые полости встречен в девяти горизонтальных стволах из двенадцати. При этом из первых шести горизонтальных стволов три добурено до 1000м, три остановлено. Все провалы происходят по одной схеме, это объекты - аналоги. Установлена дискретность вскрываемых бурением проницаемых зон. Эти зоны высокоперспективны для последующей добычи нефти, и наиболее проблемны для бурения горизонтальных стволов. Зоны АК вскрыты как «на равновесии», так и на репрессии. Как эффективность кольматации, так и ее последующая обратимость при не могут быть оценены однозначно. По сути, применимость технологии первичного вскрытия нефтяной залежи «на репрессии» с кольматацией должна быть исключена.

Гидродинамические условия залежи дополнительно осложняют первичное вскрытие, ограничивая допустимый диапазон эквивалентных забойных давлений, поэтому технология первичного вскрытия рифейской карбонатной залежи горизонтальным стволом большой протяженности должна быть подобрана под объект, который может характеризоваться катастрофическими поглощениями [13]. Возможно, что бурение с замкнутым контуром «с контролем давления» в сочетании с азотированием бурового раствора «на депрессии» - единственная технология первичного вскрытия, которая не зависит от удельного веса раствора, исключает круглосуточные многонедельные поглощения, кольматацию как подход и не требует закачки пачек ВУС. В то же время технологии первичного вскрытия **неприменимы в чистом виде** – так, как они предлагаются специализированными буровыми компаниями – операторами в версиях:

- - «**только депрессия** на всей протяженности открытого ствола 1070м»;
- - «**вскрытие на равновесии** на всей протяженности открытого ствола»;
- - «**на репрессии** на всей протяженности открытого ствола 1070м»;

Основная причина ограничений применимости «чистых версий» кроется в несовпадении реально-допустимого и фактического достигаемого при вскрытии коридоров перепадов эквивалентных давлений, которые существует при

любой технологии, и зависят при прочих равных условиях только от протяженности открытого ствола.

Резюмируя аргументацию и фактические данные, изложенные нами в работах [2, 5-10, 12-17] и в настоящей статье, авторы предлагают продолжить внедрение технологии первичного вскрытия горизонтальным бурением «с контролем давления» (MPD) как **совмещенной версии репрессии-депрессии, бурения «близко к равновесию»**. Этот вывод базируется на результатах экспериментального определения допустимого диапазона гидродинамических границ по данным технологии первичного вскрытия с замкнутым контуром (MPD). В комбинированной версии MPD (репрессия-равновесие-депрессия) рекомендуется как наиболее соответствующая типу коллектора и гидродинамике залежи в допустимом диапазоне эквивалентных давлений в качестве основной технологии первичного вскрытия коллекторов рифея горизонтальными стволами большой протяженности. Авторы убеждены, что именно совмещенная версия репрессии-депрессии, «близко к равновесию» это единственная технология первичного вскрытия для сложных коллекторов рифея, по сути альтернативная традиционному бурению на репрессии, с кольматацией зон поглощения – а значит – интервалов продуктивности в нефтенасыщенном коллекторе. Относительно большая затратность этой технологии на этапе внедрения будет закономерно снижаться при серийном её применении в эксплуатационном горизонтальном бурении на ЮТМ.

Литература

1. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции/ А.А. Конторович, А.Э. Конторович, В.А. Кринин и др.//Геология и геофизика.-1998 - №11.
2. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной сибери на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления.- М.: Научный мир, 2011.-420 с.
3. Кашников Ю.А., Гладышев С.В., Разяпов Р.К., Конторович А.А., Красильникова Н.Б.. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин. /Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, №4, 2011.с 104-107.
4. Кутукова Н.М., Бирун Е.М., Малахов Р.А. и др. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения.//Нефтяное хозяйство, №11, 2012г., с 4-7.
5. Вахромеев А.Г., и др. Геологическая обусловленность проблемных аспектов бурения нефтедобывающих скважин на Юрубчено-Тохомском НГКМ, Эвенкия.// Инновационные решения в строительстве скважин. Тез. Всеросс. науч-техн конференции, Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. с.41-45.
6. Иванишин В.М., и др. Новые технологии в проводке нефтедобывающих скважин с горизонтальным окончанием в анизотропных карбонатных кол-

лекторах (на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ.)//Вып.№6 (65).- Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012, с. 32-38

7. Сираев Р.У., и др. Комплекс технологических решений и оценка их эффективности при эксплуатационном бурении карбонатных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения.//Инновационные решения в строительстве скважин. Тез. Всероссийской науч-техн конференции, Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. с. 38- 41.

8. Никитенко В.Ю., и др. Эксплуатационное бурение рифейских карбонатов на Юрубчено-Тохомского НГКМ - практика и результаты борьбы с геологическими осложнениями.// Инновационные решения в строительстве скважин. Тез. Всеросс. науч-техн конференции, Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. с. 46-50.

9. Vakhromeev A.G. & Co/ FIRST DEEP HORIZONTAL BOREHOLES DRILLING AND PAMPING FOR OIL EXTRACTION (AT) THE URUBCHENO-TOHOMSKOE OIL-GAS-CONDENSATE/ 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition 2012. – Saint Petersburg, 2012.

10. Siraev R.U. & Co. Ways of the decision of geology-technological problems at opening rifewcarbonate adjournment UTM.// 2-th Irkutsk International Conference GEOBAIKAL- 2012. – Irkutsk, 2012.

11. Бакиров Д.Л. и др. Депрессионная технология: проблемы, решения, эффективность/// Инновационные решения в строительстве скважин. Тез. Всероссийской науч-техн конференции, Уфа: изд-во УГНТУ, 2011. с. 46-50.

12. Сверкунов С.А., Сираев Р.У., Вахромеев А.Г. Горно-геологические условия первичного вскрытия бурением карбонатного продуктивного пласта рифея на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения.// - «Вестник ИрГТУ», Иркутск, 2013, №11.

13. Вахромеев А.Г., Иванишин В.М. Сираев Р.У., и др. Геологические аспекты применения технологии первичного вскрытия сложных карбонатных коллекторов рифея на «управляемом давлении.// Бурение и нефть, 2013. №11, с. 30-34.

14. Иванишин В.М. Сираев Р.У., Разяпов Р.К., и др. Новые технологии в проводке нефтедобывающих скважин с горизонтальным окончанием в анизотропных карбонатных коллекторах (на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ)// Вестник ИрГТУ, 2012. №6 (65), с. 32-38.

15. Иванишин В.М. Сираев Р.У., Данилова Е.М., и др. Аномально-проницаемый трещинно-жильный коллектор в рифее, ЮТМ (по геологопромысловым данным горизонтального бурения)// Сб. избр. Тр. Науч.-техн. конф. «Геонауки – 2013)-Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013 – вып. 13.-400с, с.302-305.

16. Разяпов Р.К., Сираев Р.У., Вахромеев А.Г. Геологическое сопровождение эксплуатационного горизонтального бурения в рифейских карбонатах на Юрубчено-Тохомском НГКМ: проблематика и рекомендации. //Материалы всеросс. Конференции с участием иностранных ученых. Новосибирск, 2013, 590с, стр 35-39.

17. Акчурун Р.Х, Чернокалов К.А., Сотников А.К., Сираев Р.У. Повышение качества первичного вскрытия сложных пород-коллекторов при бурении

скважин на нефть и газ в Восточной Сибири// Сб. избр. Тр. научно-технической конференции «Геонауки-2013) -Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013 – вып. 13.-400с, с.283-286.

18. Кузнецов В.Г., Скобелева Н.М., Маркова В.Н. и др. Фациальная обусловленность развития коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления// Геология нефти и газа, № 5, 2006г.

19. Красильникова Н.Б., Антоненко А.А. Определение эффективной пустотности каверново-трещинного карбонатного рифейского коллектора. В сб. Промысловая геофизика в 21-м веке. – М.: Изд. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011.

УДК 550.822.7

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ И ЮРУБЧЁНО- ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

К.А. Чернокалов, Иркутский государственный технический университет,
664074, Россия, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Приведены результаты бурения первых эксплуатационных скважин на ВЧНГ, ЮТМ. В ходе анализа полученных данных выявлены закономерности по выбору типов промывочных жидкостей на данных месторождениях

Ил. 3. Табл. 1. Библиогр. 13 назв.

Ключевые слова: эксплуатационное бурение; горизонтальный ствол; буровой раствор.

Чернокалов Константин Александрович, аспирант.

**ALGORITHM DRILLING HORIZONTAL WELLS IN FRACTURED
CARBONATED REEF CONDITIONS ANPD, Yurubcheno-Tokhomskoye
NGKM**

R.U. Siraev, R.H. Akchurin, K.A. Chernokalov, A.K. Sotnikov, S.A. Sverkunov A.G. Vahromeev

The results of the drilling of the first wells on Yurubcheno-Tokhomskoe field. The analysis of the result. The regularities that characterize the field. Variants of drilling Riphean deposits are characterized by low reservoir pressures.

3 figures. 13 sources

Key words: production drilling, horizontal section, absorption, MPD.

Siraev Rafail Ulfatovich, post-graduate (student), oil and gas drilling chair

Renat Khasanovich AKCHURIN, Konstantin Chernokalov, Artem K. Sotnikov, post-graduate (students)

Sverkunov Sergey Aleksandrovich, post-graduate (student), oil and gas drilling chair, tel. 89500505386, e-mail: dobro_75@mail.ru

Верхнечонское и Юрубчёно-Тохомское нефтегазоконденсатные месторождения достаточно изучены, здесь пробурены несколько сотен глубоких скважин разнообразного профиля и назначения. Тем не менее, в процессе стро-

ительства скважин актуальными остаются поиски решений по следующим задачам:

1. Снижение осложнений при вскрытии неустойчивых отложений;
2. Предотвращение поглощений бурового раствора;
3. Снижение кавернообразования в солях;
4. Повышение качества крепления скважин.

Первоначальным выбором бурового раствора для начала бурения скважин на этих месторождениях стал NaCl-полимерсоленасыщенный буровой раствор. Его использование было определено наличием в геологическом разрезе мощных пластов солей галита, и для обеспечения неразмытия этих пород его применение стало актуальным. Особенность использования NaCl-полимерсоленасыщенного бурового раствора – это то, что минимальная плотность бурового раствора определяется содержанием хлорида натрия в воде, при этом плотность получаемого рассола равна 1,18-1,20 г/см³. Для обоих месторождений было очень важным соблюдать при строительстве скважин недопущение превышения эквивалентной циркуляционной плотности, в противном случае объёмы поглощений были довольно-таки большими. Кроме того, на Верхнечонском месторождении этот тип раствора не решал задачи по обеспечению устойчивости ствола скважины. Для Юрубчёно-Тохомского месторождения эти плотности неприемлемы в связи с низким давлением гидроразрыва пластов.

Для решения задач по снижению осложнений была предложена смена раствора с водной основы на раствор на углеводородной основе. В качестве углеводородной основы для раствора были выбраны дизельное топливо (Верхнечонское месторождение) и нефть и дизельное топливо (Юрубчёно-Тохомское месторождение).

Основными отличиями растворов на углеводородной основе, плотных эмульсий, от водных является:

1. Отсутствие в фильтрате раствора водной фазы;
2. Низкие значения фильтрации в условиях высоких давлений и температур;
3. Снижение кавернообразования в эвапоритовых отложениях (соли, ангидриты, гипсы);
4. Повышается устойчивость бурового раствора к загрязнению выбуренной твёрдой фазой.

На Верхнечонском месторождении в целях снижения затрат на утилизацию шлама с РУО и углеводородную основу была предложена система Verti-G (конусная вертикальная центрифуга), позволяющая, за счет использования центробежных сил, осушать шлам до 5% углеводородной основы, а в комплекте с высокоскоростной центрифугой – восстанавливать раствор из раствора, загрязнённого твёрдой фазой, отданного с Verti-G. На Юрубчёно-Тохомском месторождении утилизация шлама производилась в шламовый амбар с последующим

вывозом шлама в место утилизации. Следующие кусты разбуриваются безамбарным методом.

В период проведения проекта с ноября 2011 г. по апрель 2013 года на 29 и 50 кустах Верхнечонского месторождения с использованием системы РУО Megadril было пробурено 8 скважин (Таблица 1).

Таблица 1

№№	№ скв	Дата Начала бурения	Дата окончания бурения	Время бурения	
				План	Факт
1	1431	22.10.11	14.12.11	27	23
2	1667	15.12.11	11.01.12	27	27
3	1515	12.01.12	04.02.12	25	21
4	1668	04.02.12	24.02.12	25	21
5	1516	24.02.12	19.03.12	25	22
6	1597	20.03.12	11.04.12	25	22
7	1442	20.10.12	08.11.12	21	18,5
8	1526	08.11.12	02.12.12	27	24,5

Использование РУО системы Megadril на дизельном топливе при строительстве скважин на Верхнечонском месторождении в целом повысило основные технико-экономические показатели:

1. Исключены существенные осложнения в неустойчивых аргиллитах и минимальная фильтрация раствора в забойных условиях;
2. Уменьшение плотности для бурения интервалов, склонных к поглощению;
3. Минимальное размытие солей, низкий коэффициент кавернозности 1,06 (при бурении на NaCL-соленасыщенном растворе коэффициент кавернозности 1,33);
4. Снижены коэффициенты трения и нагрузки на бурильный инструмент;
5. Получен близкий к номинальному размеру ствол скважины.

Смена NaCL-полимерсоленасыщенного раствора на Megadril позволило исключить следующие осложнения на Юрубчёно-Тохомском месторождении:

1. Уменьшить интенсивность поглощений при бурении интервалов технических колонн, вследствие уменьшения плотности с 1,23 до 1,10-1,05 г/см³.
2. Оптимизация бурения интервалов под хвостовик на плотности 0,92-0,96 г/см³.

Достигнутые результаты использования растворов на углеводородной основе на Верхнечонском месторождении были лучше, однако полностью уйти от поглощений бурового раствора так и не удалось (Таблица 2).

Таблица 2

Интервал	Номер	Проходка,	ИТОГО на интервал,	цен
----------	-------	-----------	--------------------	-----

	скважины	м	м3				
			Завезено	Приготовлено	Потери на поверхности	Потери в скважине	
ЭК	1442 (Н)	2344	155	114	20	103	146
	1526 (Д)	2259	146	107	28	25	200
	1528 (Н)	2459	248	177	46	258	116
	1443 (Д)	1650	116	93	19	49	139
	1527 (Д)	1959	170	76	25	126	94
Х	1526 (Х)	938	0	221	7	3	178
	1443 (Х)	575	12	130	11	10	96
	1527 (Х)	548	114	94	5	120	85
Средние данные за 2012 г. для скв. с РВО							
ЭК (Н - нагнетательные)		2385	139	462	429	85	102
ЭК (Д - добывающие)		1848	182	205	224	50	103
Хвостовик		550	107	259	168	55	143

При бурении скважин Юубчёно-Тохомского месторождения объемы поглощений составляют до 2500 м3 бурового раствора за период строительства скважины.

На Верхнечонском и Юрубчёно-Тохомском месторождениях проблема с поглощениями вставала очень остро и существенно затягивала технико-экономические показатели строительства скважин. Выходом из этой ситуации могло стать применение раствора на более низковязкой синтетической основе, где необходим плоский реологический профиль в верхнем интервале многолетнемерзлых пород для снижения потерь в кольцевом пространстве при циркуляции ствола скважины.

Примером такой системы бурового раствора может служить система Rheliant Plus, которая является инновационной инвертно-эмульсионной системой, обеспечивающей плоский реологический профиль, в которой используются специальные эмульгаторы и смачивающие реагенты и пластификаторы в качестве модификатора реологии. Пластическая вязкость, динамическое низкое напряжение сдвига, показатели при шести (R6) оборотах в минуту и статическое напряжение сдвига после 10 минут практически не изменяются в диапазоне различных температур. Система Rheliant Plus разработана для получения такого же ровного реологического профиля при меньшем статическом напряжении сдвига, если сравнивать её с другими системами на углеводородной основе.

Гидравлическое моделирование и эксплуатационные характеристики демонстрируют общую меньшую потерю давления в системе и значения эквива-

лентной плотности циркуляции (ЭЦП) при сравнении с системой Rheliant и общепринятыми растворами на неводной основе (РНВО).

Для безопасного планирования бурения скважин на буровом растворе RHELIANT PLUS на Верхнечонском месторождении было проведено его тестирование в специализированной лаборатории. Основной акцент на тестирование был направлен на улучшение реологических характеристик бурового раствора для недопущения повторения гидроразрывов пласта и как следствие поглощений РУО преимущественно на интервалах эксплуатационной колонны.

Еще одна отличительная черта бурового раствора Rheliant Plus – полностью биоразложим (соответствует 4 классу опасности), что позволяет утилизировать его в шламовом амбаре. Основа раствора – синтетическое масло. Данный раствор также имеет повышенную точку температуры вспышки в лабораторных условиях (90 град С.), температура воспламенения более 230 град. С. Раствор не вреден для кожи и глаз.

Подбор рецептуры раствора Rheliant Plus для получения заданных значений структурно-реологических параметров приведены в таблице 3.

Таблица 3

Рецептура раствора Rheliant Plus и Megadril

РЕЦЕПТУРА		Образец РУО, У/В отношение				
		Pre-mix	Rheliant Plus (Барит) 1.3	Rheliant Plus (МК) 1.4	Rheliant Plus (МК) 1.5	Megadril
Углеводородная основа	л/м ³	623	623	623	623	623
Органофильная глина	кг/м ³	8	8	8	8	8
Известь	кг/м ³	22	22	22	22	22
Эмульгатор	л/м ³	22	22	22	22	22
26,5% рассол хлористого натрия (максимально насыщенный, 320 кг/м ³)		235	235	235	235	235
Пластификатор	л/м ³	2	3	3	6	-
Микрокольматант	кг/м ³	10	10	10	10	10
Барит	кг/м ³	-	412	-	-	-
Карбонат кальция очень мелко-го помола	кг/м ³	-	-	540	540	540

Параметры при 20°С						
Gels 10 sec		5,7	13,1	12,6	12,3	6,9
Gels 10 min		7,3	16,6	14,4	16,6	13,8
PV		13	22	26	35	28
YP		8	17	20	34	10
ES		427	391	308	298	433
SG		0,935	1,245	1,25	1,24	1,25

Графики зависимости реологических параметров растворов при 4, 20, 38 °С при атмосферном давлении и при высоких давлениях и температуре приведены на диаграммах (Рис. 1, 2, 3, 4).

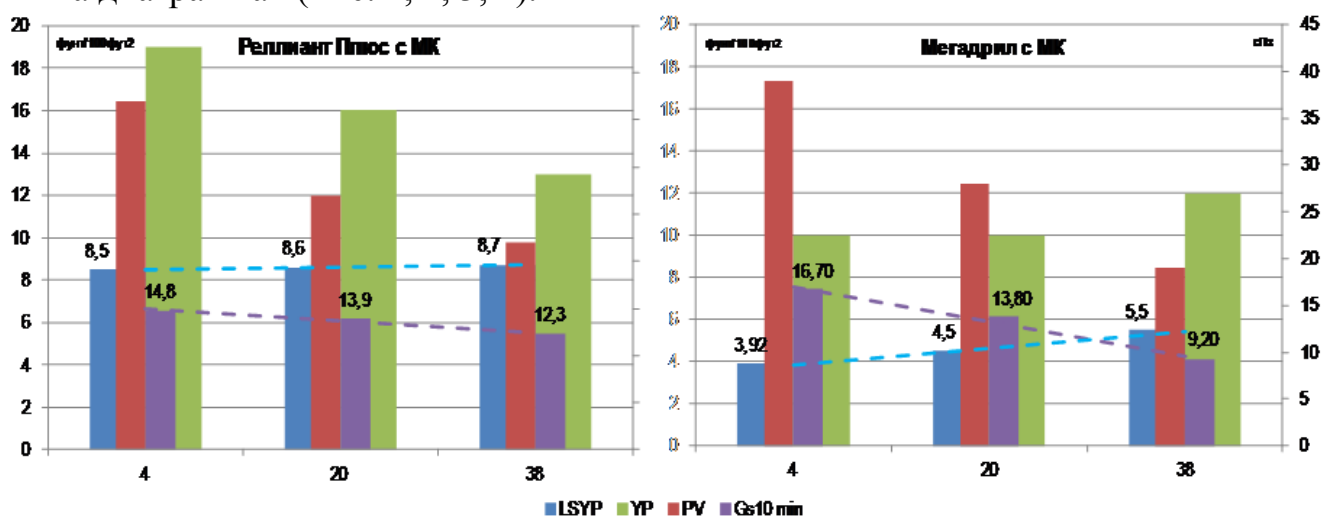


Рис.1 Зависимость реологических параметров от температуры при атмосферном давлении

Реологические параметры при высоких давлениях и изменении температуры

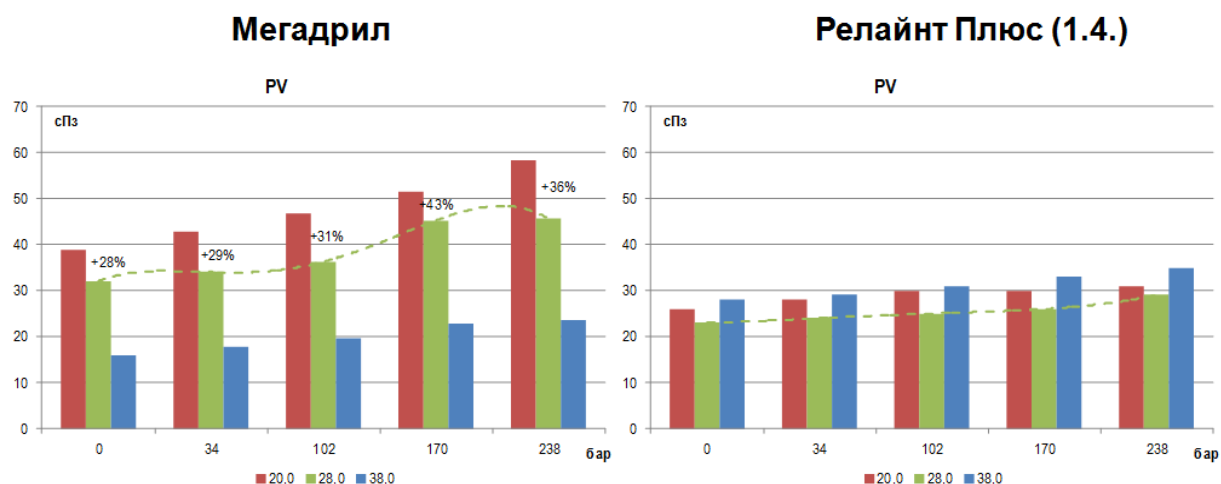


Рис.2 Зависимость реологических параметров от температуры при высоком давлении и высокой температуре (пластическая вязкость)

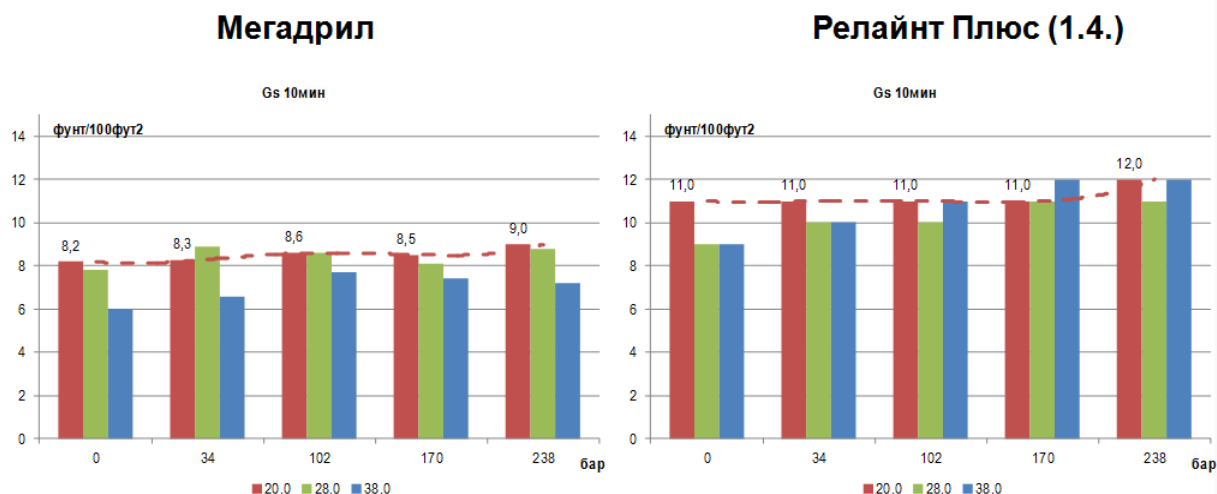


Рис.3 Зависимость реологических параметров от температуры при высоком давлении и высокой температуре (CHC 10 мин)

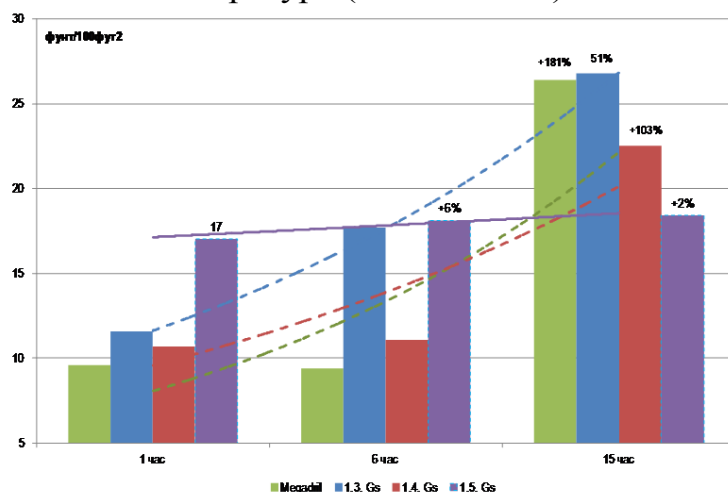


Рис. 4. Зависимость реологических параметров от времени (CHC)

Система RHELIANT PLUS имеет преимущество по сравнению с буровым раствором Megadril:

1. Рабочие давления при бурении снизятся минимум на 10%
2. Пластическая вязкость уменьшается по стволу на 28-36%
3. Стабильные значения LSYR, YP, Gs
4. Плоский профиль Gs при дополнительной обработке пластификатором EMI-1005
5. При цементировании давления снизятся на 20-30%, ECD до 5% (1,43г/см³ против 1,49г/см³ при 500 л/мин)

По результатам анализа, проведенного при бурении на буровом растворе на дизельном топливе Megadril и описанных путей улучшения применения бу-

рового раствора на синтетическом масле RHELIANT PLUS уже пробурены две скважины на Верхнечонском месторождении.

Основные теоретические и практические предположения подтвердились и как результат успешного бурения двух скважин можно считать:

1. Исключен гидроразрыв пласта при бурении и цементировании нагнетательной скважины №1179
2. Исключены осложнения в неустойчивых аргиллитах (аргиллиты в скважине №996 были вскрыты под зенитным углом 0°)
3. Обеспечена качественная очистка ствола скважины.

Данный тип бурового раствора предлагается также протестировать при бурении скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Библиографический список:

1. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции/ А.А. Конторович [и др.] //Геология и геофизика.1998. №11.
2. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н.М. Кутукова [и др.] //Нефтяное хозяйство. 2012. №11.С. 4–7.
3. Геологическая обусловленность проблемных аспектов бурения нефтедобывающих скважин на Юрубчено-Тохомском НГКМ, Эвенкия / А.Г. Вахромеев [и др.] // Инновационные решения в строительстве скважин: тезисыВсерос. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 41–45.
4. Комплекс технологических решений и оценка их эффективности при эксплуатационном бурении карбонатных отложений Юрубчено-Тохомского месторождения / Р.У. Сираев[и др.] //Инновационные решения в строительстве скважин: тезисы Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 38–41.
5. Эксплуатационное бурение рифейских карбонатов на Юрубчено-Тохомского НГКМ – практика и результаты борьбы с геологическими осложнениями / В.Ю. Никитенко [и др.] // Инновационные решения в строительстве скважин:тезисы Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. С. 46–50.
6. Новые технологии в проводке нефтедобывающих скважин с горизонтальным окончанием в анизотропных карбонатных коллекторах (на примере Юрубчено-Тохомского НГКМ)/ В.М. Иванишин [и др.] // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. Вып. 6 (65). С. 32–38.
7. Vakhromeev A.G. & Co.Firstdeephorizontalboreholesdrillingandpumpingforoilextraction (at) theUrubcheno-Tohomskoeoil-gas-condensate: 5th Saint Petersburg International Conference & Exhibition 2012, Saint Petersburg, 2012.
8. Siraev R.U.& Co. Ways of the decision of geology-technological problems at openingrifewcarbonate adjournment UTM: 2-th Irkutsk International Conference Geobaikal 2012, Irkutsk, 2012.

ГАЗОГИДРАТЫ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМИ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Рапацкая Л.А., Балакирев И.А., ИрГТУ

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) — кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа. Название «клатраты», было дано Пауэллом в 1948 году. Гидраты газа — это льдоподобные соединения, в которых кристаллическая решетка воды, характерная для льда, расширена и содержит полости, заполненные молекулами газов.

Зона стабильности газовых гидратов — часть литосферы и гидросферы Земли, термобарический и геохимический режим которых соответствует условиям устойчивого существования гидратов газа определенного состава.

Гидраты газа относятся к соединениям переменного состава. Внешне они



напоминают снег или рыхлый лед (рис.1), устойчивы при низких температурах и повышенном давлении. При нарушении указанных условий газогидраты легко распадаются на воду и газ. Самым распространенным природным газом-гидратообразователем является метан. Содержание метана в гидратах очень высоко: из одного кубометра (в стандартных условиях) можно получить более 160 куб. м метана.

Рис.1. Газовый гидрат метана.

Различают техногенные и природные газовые гидраты. Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи природного газа (в призабойной зоне, в стволах скважин и т.д.) и при его транспортировке. Природные гидраты встречаются в местах, сочетающих низкие температуры и высокое давление, таких как глубоководье (придонные области глубоких озер, морей и океанов) и зона вечной мерзлоты (арктический регион).

Начало исследований газовых гидратов восходит к 1900-м годам, когда ученые впервые получили газогидраты в лабораторных условиях. В последующие долгие десятилетия лабораторные эксперименты продолжались, но никто не ожидал, что газогидраты могут формироваться в естественной среде. Наконец, в 1960-х годах началась разработка Мессояхского месторождения в Западной Сибири, которая позволила открыть природные газовые гидраты. В 1970-х годах они были обнаружены в образцах из скважины на Северном склоне Аляски и на дне Черного моря. Результаты исследований 1980-х годов привели

к тому, что газовые гидраты стали рассматриваться как новый и потенциально обширный источник метана. И с 1990-х годов в мире проходят целенаправленные и широкомасштабные программы по обнаружению и разработке газовых гидратов.

Россия обладает собственными месторождениями газогидратов. Их наличие подтверждено на дне озера Байкал (рис.2), Черного, Каспийского и Охотского морей, а также на Ямбургском, Бованенковском, Уренгойском, Мессояхском месторождениях. Разработка газогидратов на этих месторождениях не

велась, а их наличие рассматривалось как фактор, усложняющий разработку природного газа. Также высказывались предположения, подтверждаемые теоретической аргументацией, о наличии большого числа месторождений газогидратов на всей площади арктического шельфа России.

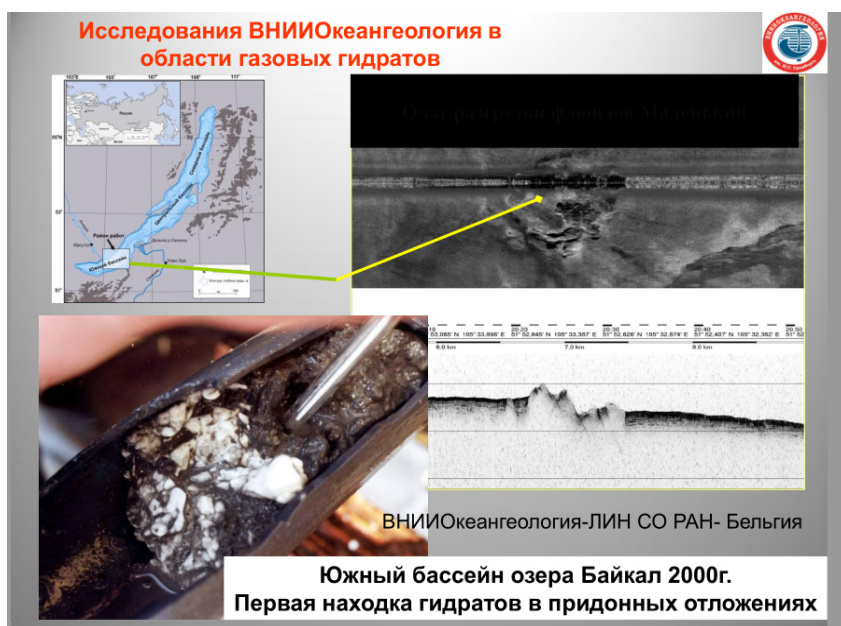


Рис.2. Исследования газовых гидратов природных газов в о.Байкал.

Газогидраты являются огромной проблемой при бурении нефтяных и газовых скважин и часто осложняют транспортировку нефтепродуктов по магистральным трубопроводам, образуя газогидратные пробки, резко уменьшающие их пропускную способность. Также газогидраты способствуют ухудшению свойств бурового раствора вследствие его обезвоживания.

Образование гидратов в призабойной зоне вызывает падение дебита скважины на 18–19%. Наиболее благоприятные условия для образования газовых гидратов создаются при неконтролируемом выбросе пластовой воды, поступающей в газотранспортную систему с газом со скважин месторождения.

Для борьбы с образованием гидратов на газовых промыслах вводят в скважины и трубопроводы различные ингибиторы (метиловый спирт, гликоли, 30%-ный раствор CaCl_2), а также поддерживают температуру потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбором режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока. Для предупреждения гидратообразования в магистральных газопроводах наиболее эффективна газоосушка — очистка газа от паров воды.

Также в нефтегазовой промышленности существуют и широко используются несколько основных способов для предупреждения гидратообразования, таких как:

- способ, заключающийся в периодическом закачивании в межтрубное пространство скважины обезвоженной нефти.
- способ предупреждения гидратообразования в нефтяных эксплуатируемых скважинах путем закачки в межтрубное пространство обезвоженной нефти с последующей подачей раствора ингибитора гидратообразования.
- способ предотвращения образования гидратных и гидратоуглеводородных отложений в скважине, предусматривающий периодическое нагнетание в скважину ингибиторов гидрато- и парафинообразования, в частности метанола и моноэтилгликоля.
- способ, который заключается в перекрывании зоны с высокой вероятностью образования и скопления газогидратов техническими колоннами с последующим цементированием.

На сегодняшний день существует и принципиально новый способ, который находится в разработке и является наиболее перспективным в наше время. Сущность предлагаемого способа заключается в том, что непосредственно при течении в скважине добываемого флюида на критические зоны, т.е. на потенциальные зоны образования гидратных, газогидратных и гидратоуглеводородных отложений, оказывают акустическое воздействие ультразвуковой волной частотой 15-100 кГц и интенсивностью 0,2-5 Вт/см² посредством акустических излучателей, конструктивно встроенных в трубы НКТ (насосно-компрессорные трубы) или расположенных в трубном пространстве НКТ в местах возможного максимального образования отложений в скважинах. При этом указанное воздействие осуществляют при фиксировании предельно допустимых отклонений устьевого давления и дебита до достижения ими рабочих значений.

Выбор диапазонов частоты и интенсивности акустического воздействия обусловлен составом добываемого флюида, его потенциальным количеством, а также гидродинамическими условиями течения флюида в скважине. Способ осуществляют следующим образом. Предварительно определяют в разрезе скважины на основе термобарических расчетов величины устьевого давления и температуры и их распределения по длине скважины, с учетом температуры и залегания вечномерзлых пород, а также дебита в трубном и затрубном пространствах в участках, где возможно образование гидратных, газогидратных и гидратоуглеводородных отложений. Затем в области выделенных зон размещают акустические излучатели, которые конструктивно встраивают в НКТ или в затрубное пространство.

Акустическое воздействие осуществляют периодически путем управления работой излучателей, то есть включения и отключения их в зависимости от текущих регистрируемых значений устьевого давления и дебита. Достижение текущих значений давления и дебита до рабочих свидетельствует о нормальном

режиме эксплуатации скважины, а отклонение текущих значений устьевого давления и дебита от рабочих - о наличии предельно допустимой величины отложений.

С момента начала работы по акустическому воздействию на гидратные, газогидратные и гидратоуглеводородные отложения и до их завершения ведется постоянный замер давления на устье скважины и дебита скважины, а при технической возможности ведется оценка количества минеральной примеси в ловушке скважинного трубопровода.

Для оценки характера и степени воздействия акустического поля на гидратные и гидратоуглеводородные отложения после завершения каждого этапа работ в скважине проводится промысловый комплекс геофизических исследований (ГИС) и газодинамические исследования для введения коррекций на работу акустических излучателей. Шаг размещения излучателей по глубине зависит от протяженности отложений и их характеристики, в том числе условий залегания.

Несмотря на то, что на сегодняшний день существуют немалое количество способов по борьбе и предотвращению образования газовых гидратов, это является большой проблемой для нефтегазовой промышленности и

требует внедрения новых технологий для борьбы с этим неблагоприятным явлением. Образование газогидратных отложений в скважине при бурении относится к осложнениям и требует немало сил для предотвращения.

Сейчас природные газогидраты требуют особого внимания, как возможный источник ископаемого топлива (рис.3).

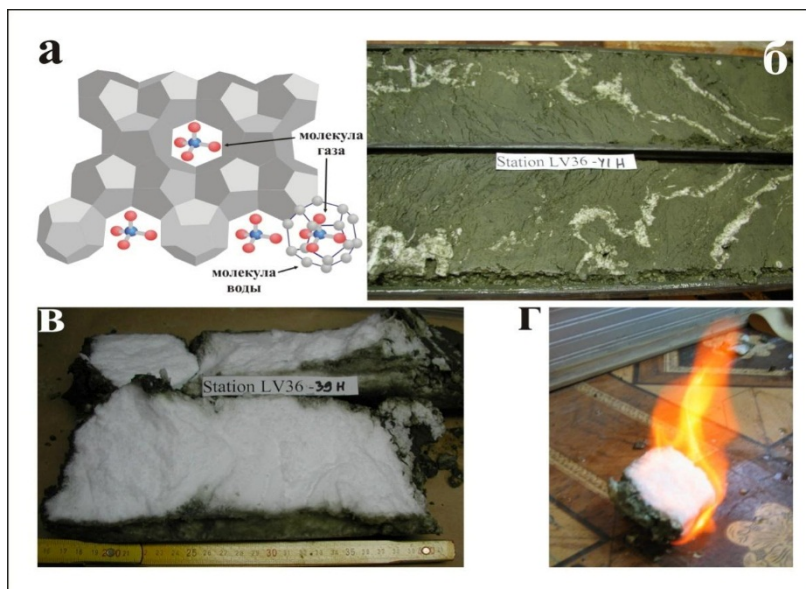


Рис.3. *а* – строение молекулы газогидрата; *б* – текстурообразующие газогидраты; *в* – газогидрат целиком; *г* – горение газогидрата

Цель современных исследований по проблеме геологии газовых гидратов определить, являются ли природные газовые гидраты потенциальным полезным ископаемым, то есть выяснить:

- где именно и насколько широко они распространены; как происходит их образование;
- что представляют собой скопления газовых гидратов;
- сколько газа может быть сосредоточено в отдельных скоплениях и в газовых гидратах на Земле в целом;

- какова скорость возобновляемости ресурсов газа в скоплениях газовых гидратов

Существующие технологии обнаружения газогидратных месторождений опираются на использование свойств гидратов и гидратонасыщенных пород (таких как высокая акустическая проводимость, высокое электросопротивление, пониженная плотность, низкая теплопроводимость, низкая проницаемость для газа и воды).

Основные современные методы обнаружения газогидратов:

- сейсмическое зондирование
- геофизические измерения
- комплексный анализ нефтегазовой системы
- электромагнитная разведка

К настоящему времени в мире открыто уже более 220 месторождений газогидратов. В 2013 году Япония первой в мире провела успешную экспериментальную добычу метана из газогидратов на море. Это достижение заставляет пристальнее приглядеться к перспективам разработки газогидратов.

Предварительные оценки запасов газогидратов в мире свидетельствуют о том, что они на порядок превышают запасы природного газа. Но, во-первых, они носят весьма приблизительный характер; во-вторых, лишь небольшая часть из них может быть добыта при текущем уровне развития технологий. И даже эта часть потребует огромных издержек и может быть связана с непредвиденными экологическими рисками. Тем не менее ряд стран, таких как США, Канада и страны азиатского региона, которые отличаются высокими ценами на природный газ и растущим спросом на него, проявляют большую заинтересованность в развитии разработки газогидратов и продолжают активно исследовать данное направление. Эксперты отмечают высокую неопределенность в отношении будущего газогидратов и считают, что их промышленная разработка начнется не ранее чем через 10-20 лет, но упускать из виду этот ресурс нельзя.

УДК 550.882.7.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО – НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Климов А.С. (НДб-11-2), доцент Зайцев В.И. (ИрГТУ)

Приоритетным направлением, обеспечивающим стабильный рост экономики, является модернизация нефтегазовой отрасли в рамках стратегии инновационного развития энергетического комплекса страны. Данное развитие предусматривает решение первоочередной задачи, направленной на повышение эффективности: разведки, бурения, обустройства и разработки новых месторождений, а также доразработки нефтегазовых провинций, освоенных в 70 - 80 гг. прошлого столетия, введением на местах высокотехнологичных, интеллектуальных интегрированных систем.

Известно, что наиболее важным критерием эффективности разработки месторождений является коэффициент извлечения нефти и газа. Увеличение вышеуказанного параметра возможно при выполнении следующих основных условий: сохранения естественных коллекторских свойств пласта в процессе его первичного и вторичного вскрытия; качественного (с учетом геотехнологических и технических особенностей месторождения) цементирования обсадных колонн; выполнение эффективного процесса углубления скважины; высокотехнологичного (с учетом геомеханических, физикохимических свойств пород-коллекторов) освоения скважины; инновационного подхода к технико-технологическим мероприятиям (интенсификация, регулирование процессов разработки) поддержания требуемого объема добычи углеводородов.

Значимость всех вышеперечисленных условий для увеличения нефтеотдачи несомненна, однако необходимо выделить основополагающее условие, позволяющее объединить в себе ряд технико-технологических операций строительства скважины в одно направление - проводку скважины по проектному профилю, траектория которого (с учетом геонавигации, совпадения проектного и фактического профиля) обеспечит качественное вскрытие объекта разработки [1].

Отмеченные выше возможности повышения добычи углеводородного сырья путем разработки, например, шельфовых месторождений, а также доразработки ранее разбуренных площадей скважинами с горизонтальным окончанием, предусматривает наличие сложнопостроенных профилей, траектории которых могут содержать искривленные участки, имеющие ограниченный (минимально возможный) радиус, или наклонно-прямолинейные участки большой протяженности (более 3000 м). Наличие сложнопостроенных профилей обусловлено труднодоступностью нефтегазовых объектов, находящихся, к примеру, под населенными пунктами, водоемами и природоохранными территориями [2].

Необходимо констатировать, что бурение горизонтальных скважин, осуществляемое, например, с кустовых площадок Западной Сибири, либо проводка второго ствола из ранее пробуренной скважины, с учетом размещения оснастки обсадной колонны в пределах разрабатываемого объекта, осуществляются в соответствии с геолого-технологическими и экономическими критериями. Это могут быть: эффективная нефтенасыщенная толщина; наличие непроницаемого экрана (уплотненной горных пород) между нефтенасыщенными или газонасыщенными коллекторами; расположение невыработанных или слабодреннруе-

мых зон пласта по площади участка, дебиты скважин на перспективных участках, наличие зон осложнений, минимизация затрат, способность бурения и т.д. [3].

Для систематизации геолого-технологических особенностей бурения ГС, с учетом установленных требований, предъявляемых к разработке месторождений и объекта нефтегазоносности, необходимо проведение детального анализа:

- существующих типов профилей и методов их профирирования;
- технико-технологических приемов проводки направленных скважин, с учетом сложности траектории профиля;
- несоответствия проективных (расчетных) профилей фактической траекторией пробуренной скважины;
- методов оценки нагруженности бурильной колонны и способов регулирования параметров влияющих на снижение аварийности в скважине.

При проектировании искривленных участков (резного набора зенитного угла) ГС накладываются ограничения, связанные, прежде всего, с возможностью проведения операций – бурения, заканчивается, освоения и способом дальнейшей эксплуатации скважины. В процессе бурения основным требованием является попадание компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в точку допуска, обозначенный техническим заданием, а также обеспечение свободного прохождения по стволу компоновки и бурильной колонны (БК) (с учетом возможности снижения трения, посадок инструмента и давления нагрузки на долото). Данное ограничение обусловлено техническими характеристиками БК, ее прочностными свойствами, которые являются определяющим при расчете длины и интенсивности искривления – обоснованием допустимых радиусов искривленных участков траектории профиля скважины.

Результаты анализа практических данных бурения горизонтальных скважин, имеющих сложный профиль, показали, что фактическая траектория углубления во многих случаях существенно отличается от траектории проектного профиля. В результате ствол скважины формируется с образованием больших каверн и уступов, затрудняющих продвижение КНБК, а интенсивность искривления и радиус участков набора и падения зенитного угла не соответствуют допустимым прочностным характеристикам бурильных труб.

На сегодняшний день для проводки ГС в качестве привода долота используют винтовой забойный двигатель (ВЗД), обеспечивающий в России от 50 до 60% всего объема бурения. Осуществлять бурение сложных участков профилей с применением в качестве привода долота только ВЗД практически невозможно. Это связано, прежде всего, с большим трением между БК и породой. В качестве технологического приема повышения эффективности бурения с ВЗД используют одновременное периодическое или постоянное вращение бурильной колонны ротором, либо верхним приводом. Производственники данный способ называют комбинированным. Его применение позволяет осуществлять бурение скважин различной глубины с разными типами профиля, широким диапазоном изменения вида и свойств промывочных жидкостей, параметров режима бурения, а также с применением разных конструкций и типоразмеров

породоразрушающего инструмента. Однако при сложившейся на сегодня технологии бурения отмечаются проблемы, связанные с нестабильностью работы ВЗД, их остановками, а также авариями (отворотами, разрушениями элементов ВЗД) компоновки бурильной колонны [4].

Анализ результатов исследований показал, что за 2010 - 2012 гг. число аварий, связанных с изломом бурильного инструмента, при комбинированном способе бурения составляет более 10% от общего числа аварий в скважине.

В качестве нового технико-технологического решения проводки наклонно направленных и ГС предложено использование вращательного способа бурения, а именно роторною (вращение ротором либо верхним приводом) БК на любых интервалах профиля. Техническим решением послужило применение в КНБК роторных управляемых систем (РУС). Управляемые системы позволяют добиться ориентируемого набора, стабилизации и снижения зенитных углов по всей длине скважины без проведения дополнительных спуско-подъемных операций.

Ранее отмечено, что наклонно-направленные скважины со сложнопостроенными субгоризонтальными или горизонтальными окончаниями могут быть как одиночного исполнения, так и располагаться на кустовых площадках. Количество скважин на кусту зависит от геолого-технологических подходов и технических приемов нефтеизвлечения на отдельных участках залежи, а также от возможности минимизации затрат при разработке как близлежащих, так и удаленных нефтегазоносных объектов. Как следствие удаленность объекта разработки от устья скважины предопределяет наличие сложно построенных профилей. Рассмотрим в качестве примера две скважины: Х и У Приобского и Усть-Тегусского месторождений.

Анализ результатов исследований проводки скважины, что траектории проектного и фактического профилей совпали на 95%. Следовательно, можно утверждать, что технико-технологические требования с учетом геологических условий были выполнены. Однако данный профиль имеет некоторые особенности построения, расчета и, конечно, сложности проводки Во-первых, это связано с наличием отрицательного угла набора кривизны (противоположно ходу направления движения станка – НДС), выравнивания в отметку <<ноль>> и резкого набора интенсивности с последующим входом в пласт (угол входа в пласт 89 град.) Во-вторых, за счет набора угла до 18 град. <<под себя>> с глубины 1200 м (из- под кондуктора) смещение составило минус 195 м. С глубины 2550 м осуществлялся набор зенитного угла, причем в точке «ноль» угол составил 38 град. Затем с глубины 2500 до 2649 м (точка входа в пласт «Т1») производился интенсивный набор зенитного угла с 38 до 89 град. Интенсивность искривления на 10 м (i_{10}) составляла более 3°. Смещение от вертикали (с учетом отрицательного смещения) составило 1050 м. Общая длина скважины по стволу - 3700 м. Отмеченное превышение интенсивности искривления более 3° в конечном итоге отрицательно влияет на этапы закачивания скважины, спуск технологической оснастки нижней части конструкции эксплуатационной колонны (хвостовика) и работы оборудования

(пакеров, якоря) при освоении скважины и как следствие - затруднит выполнение внутрискважинных работ в процессе ее дальнейшей эксплуатации.

Из двадцати шести скважин на кустовой площадке только две имеют горизонтальное и субгоризонтальное окончание забоя. Нижний интервал профиля остальных скважин представлен пологим окончанием с углом входа в пласт от 40 до 60 град. Скважины, в основном, содержат четырех и пятиинтервальный профиль.

Рассмотрим технико-технологические приемы проводки не менее интересного профиля скважины У. При бурении под эксплуатационную колонну использовался вращательный способ бурения. В качестве привода долота (PDC FXD65R диаметром 219,1 мм) использовался винтовой забойный двигатель (ВЗД) Power Pack диаметром 178 мм, также применялся комбинированный метод бурения, предусматривающий периодическое или постоянное вращение верхнего привода совместно с ВЗД. Наличие протяженного наклонно-прямолинейного участка обусловило применение в КНБК дополнительного оборудования, представленного РУС. Роторная управляемая система (steerable system receiver - RSS rotary диаметром 171 мм и длиной 5,8 м) позволяет производить направленное бурение (осуществлять набор и снижение зенитного угла с параметрами бурения в режиме реального времени) с постоянным вращением бурильной колонны. При этом постоянное вращение бурильной колонны и применяемое в системе РУС навигационное оборудование (MWD диаметром 174 мм и длиной 7,66 м) позволяет оперативно управлять параметрами бурения, в частности, регулировать нагрузку на долото и частоту вращения, что обеспечивает улучшение контроля за траекторией скважины. Общая длина скважины по стволу с учетом двух участков набора и падения кривизны и наклонно-прямолинейного участка составила 4863 м. Отход от вертикали - 3762,37 м.

Анализ результатов исследований показал, что потеря осевой (синусоидальный изгиб) и пространственной (helical-винтовой, спиральной) устойчивости происходит в верхнем интервале от 100 до 1000 м, а также в нижнем интервале от 4600 до 4700 м - в месте снижения зенитного угла (при переходе от наклонно-прямолинейного на искривленный участок). За счет потери устойчивости в местах перехода траектории профиля от искривленного участка к наклонно-прямолинейному момент на верхнем приводе составляет более 50 кНм, что практически соответствует 80% предела прочности материала бурильных труб на скручивание.

В заключение можно сказать, что наличие сложно-построенных профилей наклонно-направленных и ГС, содержащих протяженные наклонно-прямолинейные участки, которые в свою очередь сопряжены с искривленными участками набора и снижения зенитного угла с интенсивностью от 2,8° и более, приводит к потере устойчивости бурильной колонны, аварийным ситуациям с КНБК.

Вышеизложенное обуславливает необходимость дальнейших разработок и исследований траекторий энергосберегающих профилей наклонно-направленных и ГС скважин с непрерывной кривизной, не содержащих участков сопряжения на основе плоских трансцендентных кривых, а также приемов их реализации с использованием собственных, созданных в России, интеллектуальных роторных забойных управляемых систем.

Литература

- 1) Двойников М.В., Ошибков А.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Нефть и газ. Известия вузов 2013. №4. С. 40 - 44.
- 2) Повалихин А.С., Калинин А.Г, Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: Изд-во Центр Лит Нефте-Газ, 2011. С. 647.
- 3) Кудимов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И. 1 Строительство горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. 2007. С. 68.
- 4) Двойников М.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин модернизированными винтовыми забойными двигателями. Дисс. доктора техн. наук, 2011 426 с.

УДК 622.24.065

БУРОВОЙ РАСТВОР: ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ОТ ШЛАМА МЕХАНИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Тетерин Д.С., (НДБс-12-1); Заливин.В.Г., доц. Каф НГД, (ИрГТУ)

От чистоты бурового раствора в большой степени зависит качество бурения. В результате очистки раствор возвращает базовые технологические свойства. Следовательно, очистка буровых растворов от вредных примесей приобретает большую важность.

Технологические свойства и технико-экономические показатели бурового раствора могут снизиться попаданием частиц выбуренных пород. Именно поэтому вопросам очистки буровых растворов от примесей уделяют пристальное внимание. Процесс очистки потребует наличие целого комплекса механических устройств: вибрационных сит, гидроциклонных шламоотделителей (ило- и песко-отделителей), центрифуг и сепараторов. Могут потребоваться и реагенты-флокулянты - для обработки извлеченного из наиболее неблагоприятных условий бурового раствора перед очисткой, что позволит повысить эффективность воздействия очистных устройств. Готовый буровой раствор через напорный рукав, присоединенный к неподвижной части вертлюга, закачивается в бурильную колонну буровыми насосами. Пройдя по бурильным трубам вниз, он с большой скоростью проходит через отверстия в долоте к забою скважины, захватывает частички породы, а затем поднимается между стенками скважины и бурильными трубами. Отказываться от его повторного использования экономически нецелесообразно, а использовать без очистки вновь нельзя, т.к. в противном случае происходит интенсивный абразивный износ оборудования и бурильного инструмента, снижается удерживающая способность бурового раствора, уменьшаются возможности выноса новых крупных обломков породы.

Через систему очистки необходимо пропускать и вновь приготовленные глинистые растворы, т.к. в них могут быть комочки нераспустившейся глины, непрореагировавших химических реагентов и других материалов. Очистка промывочной жидкости осуществляется как за счет естественного выпадания частиц породы в желобах и емкостях, так и принудительно в механических устройствах (виброситах, гидроциклонах и т.п.). Использованный буровой раствор (рис. 1) из устья скважины 1 через систему желобов 2 поступает на расположенную наклонно и вибрирующую сетку вибросита 3. При этом жидкая часть раствора свободно проходит через ячейки сетки, а частицы шлама удерживаются на стенке и под воздействием вибрации скатываются под уклон. Для дальнейшей очистки буровой раствор с помощью шламового насоса 7 прокачивается через гидроциклоны 4, в которых удастся отделить частицы породы размером до 10...20 мкм. Окончательная очистка раствора от мельчайших взвешенных частиц породы производится в емкости 6 с помощью химических реагентов, под действием которых очень мелкие частицы как бы слипаются, после чего выпадают в осадок.

Очистительные системы, как правило, сложны и дороги, но их использование в большинстве случаев рентабельно: возрастают скорости бурения; сокращаются расходы на регулирование свойств уменьшается степень стволовой осложненности достигается соответствие нормам защиты окружающей среды. Комплекс очистного сооружения – это сложная система, требующая больших денежных вложений. Однако за счёт увеличения скоростей бурения, уменьшения общей усложнённости ствола и минимизации пагубного влияния на экологию расходы на эксплуатацию системы с избытком перекрываются прибылью от её применения. Для изготовления буровых растворов подходят различные типы оборудования. Выбор его должен диктоваться индивидуальными условиями производства, за счет чего будет достигнута денежная и временная экономия. Пропускная способность должна превышать максимальную производительность системы промывки скважины – таков основной принцип подбора аппарата для очистки бурового раствора от шлама. Работа центрифуги в расчет не принимается. В состав циркуляционной системы входят отдельные блоки, которые располагаются в строгом порядке. Технологическая последовательность приготовления бурового раствора такова: скважина – газовый сепаратор – устройство для шламоудаления – дегазатор – сепараторы тонкой очистки – аппарат оценивания и оптимизации доли твёрдых частиц, присутствующих в растворе. В ряде случаев отдельные этапы процесса можно проигнорировать.

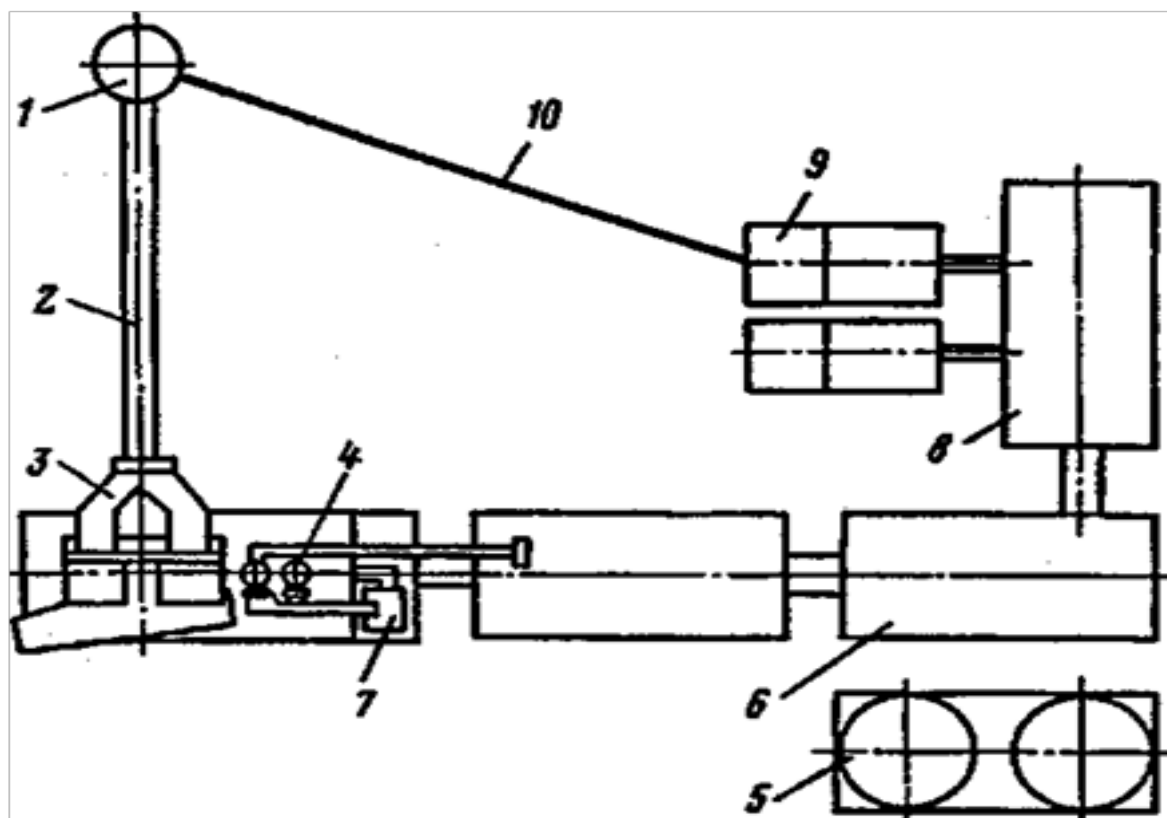


Рис. 1. Циркуляционная система бурового раствора:

- 1 – устье скважины; 2 – желоб; 3 – вибросито; 4 – гидроциклон;
 5 – блок приготовления бурового раствора; 6 – ёмкость; 7 – шламовый насос; 8 –
 приёмная ёмкость; 9 – буровой насос; 10 – нагнетательный трубопровод.

О К примеру, если в буровом растворе отсутствует газ, то и дегазация не требуется. Также отпадает и необходимость в центрифужной обработке, если состав раствора неутяжелённый. Таким образом, все блоки аппаратного обеспечения обладают узкой специализацией, а значит при определённых условиях бурения могут служить универсальными приборами. Отсюда и необходимость в индивидуальном подборе технологии и оборудования для каждой отдельной скважины. А лучший способ повысить эффективность и рентабельность уже существующих скважин – подробно изучить технические возможности и назначение всех блоков. Выбирая оборудование, для исключения дополнительных затрат и времени необходимо учитывать все многообразие условий конкретного месторождения. Каждым аппаратом, используемым для очистки от шлама, должен пропускаться раствор в количестве, превышающем максимальную производительность промывки скважины (за исключением центрифуги).

Циркуляционной системой предусматривается строгая последовательность установки аппаратов. Следует придерживаться такой технологической цепочки. Раствор должен пройти этапы скважины - газового сепаратора - системы вибросит (грубой очистки от шлама) - дегазатора - системы песко-, илоотделителей и сепаратора (тонкой очистки от шлама) - систем центрифуг и гид-

роциклонных глиноотделителей (системы, регулирующей содержание и состав твердой фазы). Если газа в буровом растворе нет, что ступень дегазации минуют. Так же, если раствор неутяжеленный, можно обойтись и без использования глиноотделителей и центрифуги, а если утяжеленный, то можно исключить ступень гидроциклонной шламаотделительной очистки (ило- и пескоотделителей). Из выше изложенного можно сделать вывод, что специальное оборудование предназначено для конкретных функций - для геолого-технических буровых условий оно не универсально. Зная технологические условия бурения, для

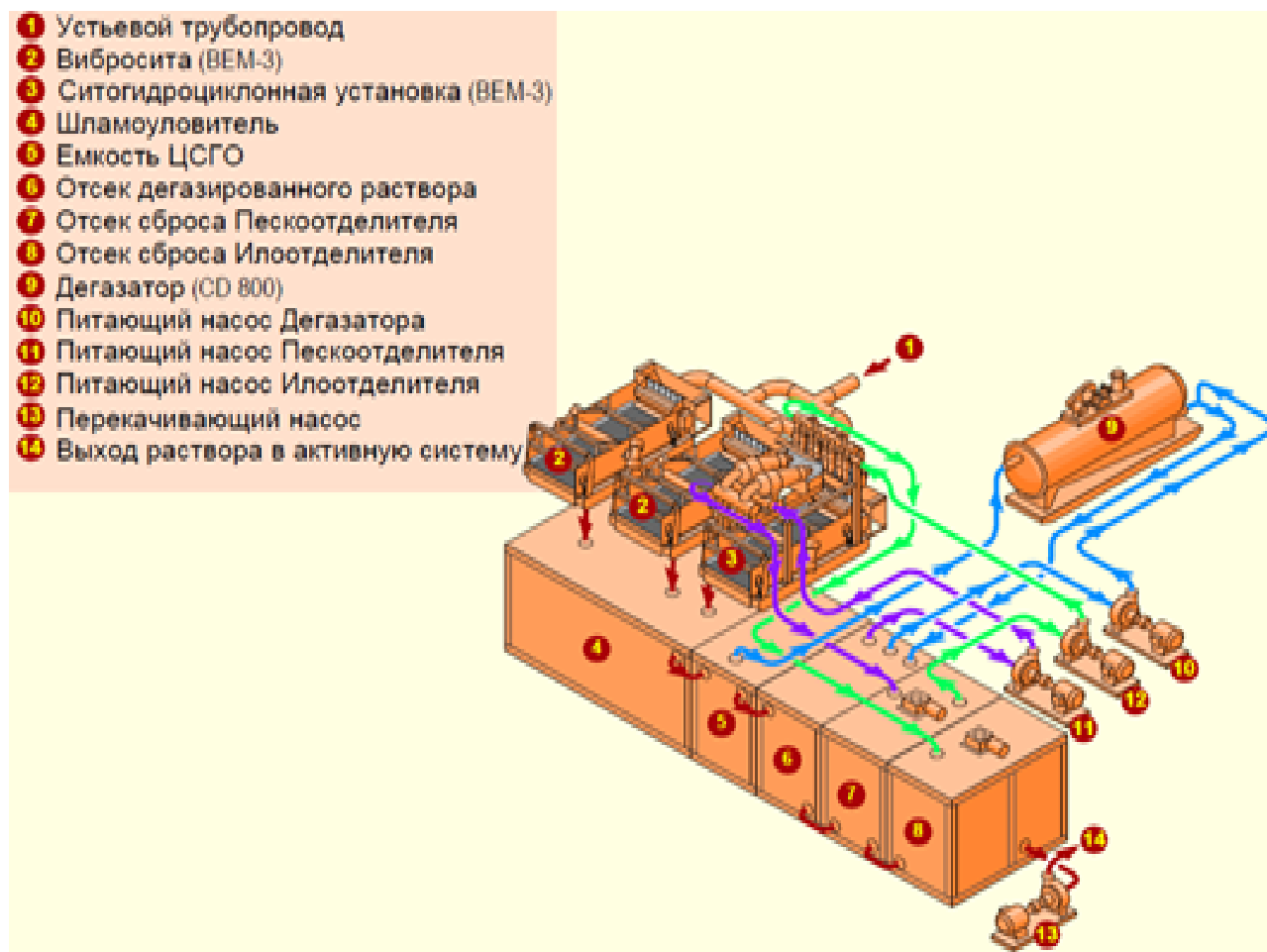


Рис. 2. Размещение оборудования очистки

правильности выбора еще необходимо знать основные функции и технологические возможности оборудования. Буровой раствор, как правило, содержит разного размера твердые частицы. Например, бентонитовый глинопорошок может быть представлен 1-100-мкм частицами, порошкообразный барит - 5-75 мкм, шлам - 10-25 мм. К циркуляционной системе частицы, проходя стадии очистки механическим измельчением и диспергированием, приходят гораздо меньше первоначальных размеров - они постепенно становятся менее 2 мкм коллоидными частицами и значительным образом воздействуют на формирование свойств бурового раствора. Идеальной считается очистка, исключая частицы более 1 мкм. Современные аппараты и технологии не позволяют достичь та-

ких показателей. Лучшими мировыми образцами вибросит (В-21, ВС-1, двухсекционным одноярусным ситом «Свако», двухъярусным виброситом «Бароид» и др.) из бурового раствора удаляются только превышающий 150 мкм шлам. Глинистые растворы можно очистить на 50% - предел вибросит в бурении глинистых отложений и последующей промывки водными растворами. Гидроциклонные пескоотделители до 70-80 % увеличивают степень очистки буровых растворов. Удаляя при этом шлам более 40 мкм. Более глубокая очистка возможна с применением батареи гидроциклонов, диаметр которых не превышает 100 мм - это илоотделители, которые позволяют очистить буровой раствор от шламовых частиц до 25 мкм и достичь как минимум 90-% степени очистки. При необходимости очень глубокой очистки применяют очень сложные аппараты - высокопроизводительные центрифуги. Это редкий случай и для большинства проектов экономически невыгоден. Дальше уменьшить содержание в буровом растворе твердой фазы можно разбавлением или механической обработкой. При этом раствор обрабатывается небольшими частями, что позволяет удалить избыток тонкодисперсных 10-мкм частиц.

Механические средства очистки наиболее эффективны для неутяжеленных буровых растворов - можно достичь очень глубокого очищения. Утяжеленные растворы ограничивают степень очистки необходимостью сохранять в растворе утяжелитель - механические аппараты могут извлечь 74-мкм частицы шлама. В частности от частиц барита невозможно отделить 5-90 мкм шлам, так как недопустимы потери самого барита вследствие высокой его стоимости. Окончательная очистка в этом случае осуществляется переводом, например, флокулянтами селективного действия в грубодисперсное состояние. Большое внимание при этом следует с помощью гидроциклонных глиноотделителей или центрифуг уделить регулированию содержания и состава твердой фазы.

Литература.

1. Нестеренко Н.П. Вибрационные площадки с пространственными колебаниями для предприятий строительной индустрии / Н.П. Нестеренко // Сборник научных трудов (Отраслевое машиностроение, строительство). - Полтава: ПолтНТУ, 2002. - Вып. 9. - С. 90-93.

2. Нестеренко Н.П. Вибрационные площадки с пространственными колебаниями для изготовления железобетонных изделий широкой номенклатуры // Сборник научных трудов (Отраслевое машиностроение, строительство). - Полтава: ПолтНТУ, 2005. - Вып. 16. - С. 177-181.

3. Назаренко И.И., Туманская А.В. Машины и оборудование предприятий строительных материалов: Конструкции и основы эксплуатации / И.И. Назаренко, А.В. Туманская. - К.: Высшая школа, 2004. - 590 С.

4. Мищенко В.И., Картунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. Краснодар: АртПресс, 2008. 336 с

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ НА ВЕРХНЕЧОНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Горощенко А.С. (НБ-10-1), Заливин В.Г. (к.т.н., доц. ИргТУ)

При вращательном бурении нефтяных и газовых скважин в качестве промывочных жидкостей используются:

- агенты на водной основе (техническая вода, естественные буровые растворы, глинистые и неглинистые растворы);
- агенты на углеводородной основе;
- агенты на основе эмульсий;
- газообразные и азрированные агенты.

Буровые растворы на углеводородной основе (РУО) представляют собой многокомпонентную систему, в которой дисперсионной (несущей) средой являются жидкие нефтепродукты (обычно дизельное топливо, минеральные или синтетические масла), а дисперсной (взвешенной) фазой - окисленный битум, асфальт или специально обработанная глина (гидрофобизированный бентонит).

Несмотря на широко используемый термин «растворы на нефтяной основе», современные растворы никогда не используют сырую нефть в качестве углеводородной основы. Сырая нефть в РУО не используется по ряду причин:

1. Высокая начальная вязкость. Чем выше вязкость углеводородной основы, тем выше вязкость исходного раствора, особенно при низких температурах или утяжелении до высокой плотности.

2. Сырая нефть содержит много «нежелательных» углеводородов (смолы, асфальтены, ароматические УВ, парафины и т.п.), которые не только ухудшают стабильность и затрудняют контроль свойств раствора, но и значительно увеличивают токсичность раствора.

Одним из наиболее известных РУО в РФ является ИБР (известково-битумный раствор), который относится к группе 100% РУО. В зависимости от модификации, ИБР обычно состоит из дизельного топлива, воды, битума (чаще окисленного для увеличения эффективности), негашеной извести и эмульгатора (сульфонол, эмульта и т.п.). В отдельных случаях в качестве дополнительной твердой фазы используется модифицированный (гидрофобизированный) глинопорошок. Одним из наиболее заметных недостатков отечественных РУО и, в частности, ИБР низкая эффективность пакета эмульгирующих добавок и ПАВ (представленного, в большинстве случаев 1-2 реагентами), большой разброс реологических свойств и слабая устойчивость к загрязнению твердой фазой и водой. При попадании в утяжеленный ИБР воды часто наблюдается слипание барита и выбуренного шлама в комки и хлопья, расслоение раствора, значительное ухудшение электроустойчивости. Для борьбы с этим необходимо ис-

пользование специальных эмульгаторов и ПАВ, которые либо не выпускаются в настоящее время, либо малоэффективны.

Одним из путей создания более стабильных РУО является использование инвертных эмульсий, изначально содержащих в своем составе определенное количество воды в качестве дисперсной фазы. Такие системы не только гораздо более устойчивы к воздействию загрязнителей, но и несколько дешевле 100% РУО, т.к. часть дорогой углеводородной фазы раствора заменена водой.

Инвертные эмульсии представляют собой сложные трехфазные системы, содержащие 60-90% УВ в качестве непрерывной дисперсионной среды, 1-2% твердой фазы и 10-40% воды в качестве дисперсной фазы. Мельчайшие (1-20 мкм.) капельки воды плотно эмульгированы и защищены оболочкой из эмульгатора, ПАВ и твердой фазы. Мелкодисперсная вода выполняет функцию, в некотором смысле аналогичную частицам глины в водных буровых растворах. Как дисперсная фаза, мельчайшие капельки воды, обладающие высокой удельной поверхностью, участвуют в формировании требуемых реологических и структурных свойств РУО, фильтрационной корки. Поэтому качество любой инвертной эмульсии, прежде всего, определяется качеством эмульгирования водной фазы, размером капелек воды и пакетом эмульгирующих присадок.

Современные РУО используют широкий спектр различных добавок. Только для системы VERSADRIL, например, разработано несколько эмульгаторов и стабилизаторов эмульсии, два различных типа ПАВ для гидрофобизации твердой фазы, три типа органофильной глины, разжижители, понизители водоотдачи, модификаторы реологии. Это позволяет не только гибко подбирать рецептуру раствора в зависимости от конкретных условий бурения и требуемой плотности, но и быстро и оперативно изменять рецептуру или регулировать свойства раствора непосредственно на буровой.

В условиях Верхнечонского месторождения для приготовления раствора рекомендуется использовать низковязкое минеральное масло или дизельное топливо. По сравнению с дизельным топливом, использование низкотоксичных минеральных масел позволяет решить ряд проблем и достичь следующих преимуществ:

1. Низкая горючесть, высокая температура вспышки и высокая пожаробезопасность.

2. Из-за пожароопасности дизельного топлива при его использовании в составе РУО придется принимать дополнительные меры по взрывоизоляции электрооборудования и оснащению буровой специализированным оборудованием, обеспечивающим безопасность ведения буровых работ. Минеральные масла обладают меньшей, чем дизельное топливо летучестью, более высокой температурой вспышки и низкой горючестью. Использование минеральных масел позволит легче и безопаснее внедрить РУО на месторождениях ОАО «ВЧНГ», с минимальными затратами на модернизацию буровых установок и обучение персонала.

3. Меньшая летучесть.

4. Меньшая токсичность и экологическая опасность.

5. По сравнению с дизельным топливом, минеральные масла содержат гораздо меньше ароматических углеводородов, сернистых, летучих соединений и кратно менее токсичны.

6. Меньшая вязкость.

7. Несмотря на кажущуюся низкую вязкость дизельного топлива, фактическая вязкость как самого ДТ, так и РУО, приготовленного на его основе, в 1.5-2 раза выше, чем минерального масла, особенно при низких температурах. Учитывая климатические условия Восточной Сибири, низковязкое минеральное масло поможет заметно расширить температурный диапазон применения РУО.

Необходимо отметить тот факт, что сами инвертные эмульсии с соотношением нефть/вода 70:30 и менее практически не горючи и не поддаются воспламенению независимо от типа основы (сырая нефть, дизельное топливо или минеральное масло). Источником опасности являются пары (газовоздушные смеси) легких, летучих углеводородных фракций в закрытых емкостных блоках. Большим преимуществом минеральных масел и синтетических углеводородов является очень низкая испаряемость и практическое отсутствие легких фракций, что существенно увеличивает безопасность работ.

Дополнительными преимуществами «Версаклин» также являются:

1. Высочайшие ингибирующие способности, обеспечивающие стабилизацию всех типов горных пород.

2. Устойчивость ко всем типам загрязнений, включая выбуренную породу (шлам), цемент, пластовые воды и т.д.

3. Высокое качество первичного вскрытия продуктивных пластов (при использовании специализированного пакета эмульгаторов и подбора карбоната кальция по фракционному составу)

4. Сверхнизкая водоотдача, тонкая, плотная, малопроницаемая фильтрационная корка

5. Очень низкое давление отрыва фильтрационной корки

6. Непревзойденные смазывающие способности

7. Практически полное отсутствие дифференциальных прихватов при бурении

8. Сравнительно низкие требования к оборудованию очистки и меньшая чувствительность к содержанию выбуренного шлама в растворе (с точки зрения качества первичного вскрытия)

9. Полное отсутствие коррозии инструмента и оборудования

10. Высочайшая стабильность (в т.ч. при длительном хранении)

11. Легкость обслуживания готового раствора

12. Возможность длительного хранения

13. Возможность многократного повторного использования

14. Возможность дальнейшего использования в капитальном ремонте, глушении и консервации скважин

15. позволяет предотвратить снижение нефтепроницаемости призабойной зоны скважины, поскольку несущей фазой этих растворов являются угле-

водороды, по физико-химическим свойствам родственные углеводородному флюиду, насыщающему продуктивный пласт, и, следовательно, не образующие при их взаимодействии малоподвижных смесей, блокирующих поровое пространство призабойной зоны скважины.

Вместе с тем, «Версаклин» имеет недостатки, присущие всем РУО, а именно:

1. Сложность приготовления
2. Высокая стоимость
3. Высокая токсичность (по сравнению с растворами на водной основе)
4. Высокое удельное сопротивление делает невозможным использование некоторых геофизических приборов.

Для снижения экологического риска, связанного с опасностью загрязнения окружающей среды, можно рассмотреть возможность использования раствора на синтетической основе. По характеристикам такой раствор аналогичен РУО, но в качестве основы используются иные жидкости (парафины, олефины, эфиры и пр.). В основном такие растворы используют в условиях бурения на шельфе в связи с более высокими экологическими требованиями, предъявляемыми к морскому бурению, и использование таких растворов для бурения на суше нельзя назвать характерным (в первую очередь, из-за высокой стоимости таких растворов, даже по сравнению с РУО).

Перед проведением испытаний буровых растворов на углеводородной основе (РУО) на Верхнечонском месторождении руководство ОАО «Верхнечонскнефтегаз» поставило перед специалистами по бурению следующие задачи:

- повышение качества крепления скважины в интервале эксплуатационной колонны;
- снижение загрязнения призабойной зоны скважины при первичном вскрытии продуктивного пласта (снижение скин-эффекта).

Предполагалось, что повышение качества строительства скважин будет достигнуто без увеличения стоимости и с учетом выполнения всех требований экологической и противопожарной безопасности.

Оптимальным решением для Верхнечонского месторождения оказалось применение РУО, относящегося к классу плотных инвертных эмульсий с соотношением нефть/вода от 85/15 до 70/30. Преимуществом «плотных» эмульсий является отсутствие в фильтрате раствора водной фазы, в том числе при фильтрации в условиях высоких температур и давлений.

Теоретические знания и имеющийся практический опыт позволили предположить, что данное решение обеспечит:

- повышение качества крепления эксплуатационной колонны за счет снижения кавернообразования в интервалах каменных солей;
- уменьшение количества осложнений при вскрытии горных пород, склонных к образованию обвалов стенок скважины (аргиллитов), а также сокращение загрязнений призабойной зоны скважины при первичном вскрытии

продуктивного пласта (снижение скин-эффекта) за счет отсутствия в фильтрате раствора водной фазы;

- снижение коэффициента трения при бурении и спуске обсадных колонн за счет высокого содержания в буровом растворе углеводородной основы (от 70% до 85%), обладающей смазывающим эффектом.

Всего за время проведения испытаний было пробурено шесть скважин, на каждой из них теоретические предположения инженерной группы подтверждались. Использованный состав бурового раствора позволил справиться с поставленными задачами и показал следующие результаты:

- снижение кавернообразования в интервалах соляных отложений улучшило качество цементирования, что подтверждается герметичными межколонными пространствами на четырех скважинах из шести;

- стабильность в интервалах обвальных пород (аргиллит) обеспечила сокращение времени шаблонирования с 25-40 часов до 5-5,5 часов (Рис. 1), а также позволила избежать потери циркуляции в этих интервалах;

- итоги первичных вскрытий с применением РУО позволяют утверждать, что наблюдается сокращение времени освоения и выхода на режим вводимых в эксплуатацию скважин;

- средний коэффициент трения при спуске эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм при бурении на РУО составил 0,25. При выполнении аналогичных операций с применением бурового раствора на водной основе коэффициент трения составлял 0,45. Таким образом, применение РУО заметно облегчило спуск обсадных колон и бурение наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали.

Результаты пилотного проекта также подтвердили экономическую эффективность применения РУО. Несмотря на более высокую стоимость РУО по сравнению с растворами на водной основе, применение РУО позволило сэкономить около \$30 тыс. на скважину за счет многократного использования растворов и сокращения сроков строительства скважин. Полученные результаты позволили принять решение о тиражировании и полномасштабном применении РУО при бурении скважин на Верхнечонском месторождении с 2013 года.

Стоит упомянуть о человеческом ресурсе. При использовании РУО необходимы специальные респираторы для персонала вахты при работе в ЦСГО. Также необходимы сплошные пластины, которыми накрываются все решетчатые полы над раствором во избежание опасного испарения. При СПО на роторе запрещается использование воды, трубы обмываются дизельным топливом. Это в свою очередь влечет больший расход человеческих ресурсов в сравнении с применением РВО. К сожалению, неоспоримым будет тот факт, что применение РУО неизбежно влечет за собой несоизмеримо больший вред для персонала вахты, нежели РВО, несмотря на преимущества для процесса бурения.

Бесспорно, что применение РУО сокращает сроки и стоимости строительства скважин при прочих альтернативных затратах. Однако, при выборе РУО или РВО конечным «рисовым зерном», от которого весы склонятся в пользу первого или второго раствора должен быть человеческий фактор. При

всех преимуществах РУО перед РВО, необходимо добиваться того, чтобы вред, оказываемый на здоровье коллектива вахты сравниваемыми растворами, был также сопоставим.

Библиографический список:

- 1) Меденцев А.В. Растворы на углеводородной основе: решение технологических и геологических задач // MI SWACO, A SchlumbergerCompany, 22.11.2010.
- 2) Техничко-экономическое обоснование применение РУО на Верхне-чонском месторождении. – MISWACO, 2011. – 68 с.
- 3) Буровые растворы на углеводородной основе. – Руководство компании – MISWACO, 2011. – 124 с.

УДК 622.244.441

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ РАЗРУШЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ламбин А.И.(доцент каф НГД), Губина М.А. (ст – ка гр. НБ-10-01)

В настоящее время в России и за рубежом бурение горизонтальных скважин занимает приоритетное место в нефтяной отрасли. Протяженные горизонтальные стволы позволяют увеличить добычу углеводородов кратно. Однако бурение таких скважин сопряжено с особыми трудностями. Проводка горизонтального ствола требует специального технического оснащения, использования новейших технологий и привлечения усилий лучших специалистов.

В [1] было показано, что уменьшение плотности материала бурильных труб путем замены стали на сплавы алюминия, имеющие меньшее (почти в три раза) значение модуля Юнга, позволяет бурить наклонно-направленные и с горизонтальным окончанием скважины большой протяженности.

Ребрение алюминиевых бурильных труб способствует эффективности их использования для очистки ствола скважины.

Опыт бурения колтюбингом показывает, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5-2 раза, а в горизонтальных участках - в 10 раз. Отсюда следует, что для качественной очистки ствола скважины при горизонтальном бурении необходимы новые взгляды на механику удаления шлама.

При бурении горизонтального участка скважины образуется шламовая постель на нижней стенке скважины и ее удаление требует специальных усилий. Так, фирма Шлюмберже рекомендует делать в процессе бурения прокачку порции смывающей жидкости. Последняя должна обладать малой вязкостью с целью создания турбулентного режима течения жидкости. Однако мало применить невязкую смывающую жидкость. Вслед за порцией

смывающей жидкости рекомендуется немедленно закачивать порцию высоковязкой или тяжелой, которая вынесет более крупные обломки, поднятые со стенки скважины турбулентным потоком смывающей жидкости. Объем смывающей и тяжелой жидкости в сумме выбирается таким образом, чтобы не происходило изменение эквивалентной плотности, характерной для циркуляции бурового раствора. Предварительно рассчитывают влияние статического давления смывающей жидкости, чтобы не допустить проявлений, а также рассчитывают объем утяжеленной жидкости, не допускающий гидроразрыв и поглощение. Расчетные объемы должны обеспечить малую изменчивость основного бурового раствора.

Превышение относительной плотности тяжелой жидкости на 0,24 относительной плотности бурового раствора улучшает очистку ствола скважины от шлама, но мало воздействует на удаление шламовой постели, если перед тяжелой жидкостью не прокачивали маловязкую жидкость с ее турбулентным режимом течения.

Продолжительность промывки перед подъемом бурильной колонны зависит от диаметра скважины и определяется расчетом. В процессе промывки в конце рейса фирма рекомендует вращать бурильную колонну с частотой 60 об/мин.

Для улучшения выноса шлама в процессе бурения увеличивают динамическое напряжение сдвига раствора при соответствующей вязкости. Увеличение отношения τ_0/η приводит к улучшению выноса шлама при бурении вертикальных участков скважины.

Критерий Re для вязко-пластичных жидкостей записывается в следующем виде

$$Re^* = \frac{1}{\frac{\eta}{\rho v d} + \frac{1}{6} \cdot \frac{\tau_0}{\rho v^2}}, \quad (1)$$

где ρ – плотность потока, v – скорость движения, d – эквивалентный диаметр потока, η – вязкость, которая меняется в зависимости от скорости сдвига.

Величина τ_0 определяет удерживающую способность бурового раствора при отсутствии его циркуляции.

При бурении наклонных и горизонтальных участков, как показывает практика, требуется большая скорость потока для выноса шламовых частиц. Увеличение же отношения τ_0/η не дает существенного улучшения выноса шлама. Ствол скважины лучше очищается при турбулентном течении.

При транспортировании частиц шлама их выпадение происходит в зависимости от параметра, равного произведению значения плотности частицы на ее диаметр (ρd).

Существуют и другие характеристики, учитывающие силу тяжести транспортируемой потоком частицы. Например, мера крупности или инерционности частиц, характеризуемая их числом Стокса в осредненном движении:

$$\text{Stk} = \frac{\lambda}{2r} = \frac{\rho d^2 v}{\eta L}, \quad (2)$$

где η – динамическая вязкость жидкости; ρ – плотность частицы шлама; v – скорость жидкости; d – диаметр частицы; L – характеристическая длина; r – характеристический размер препятствия; λ – инерционный пробег частицы взвеси. Число Стокса позволяет предсказать поведение частицы взвеси, когда жидкость огибает препятствие. Если $\text{Stk} \gg 1$, то частицы взвеси будут двигаться прямо, наталкиваясь на препятствие, а если $\text{Stk} \ll 1$, то частицы будут огибать его вместе с жидкостью.

Для описания движения частицы относительно жидкости используется число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\rho R v}{\eta}, \quad (3)$$

где v – скорость частицы, R – ее характерный размер. По значению этого числа определяют характер движения потока относительно частицы (ламинарный или турбулентный).

При ламинарном характере сила сопротивления обтеканию сферической частицы будет иметь вид (формула Стокса):

$$F_c = 6\pi R \eta v \quad (4)$$

Если поток турбулентный, то сила сопротивления будет пропорциональна квадрату скорости ($F_c \sim v^2$).

В вычислениях транспортирования твердых частиц выдвигаются определенные требования:

- пренебрежимо малое включение объемной доли шлама, так как в противном случае становится необходимым дополнительно определять влияние этой доли на характеристики потока;
- равномерное распределение частиц шлама по пространству потока;
- межфазный обмен импульсом описывается силой Стокса.

Производственный опыт бурения горизонтальных скважин диаметром 216 мм определяет достаточность расхода $Q = 20 \dots 30$ л/с для выноса шлама. Отсюда первое требование будет выполняться даже при скорости бурения, равной 40 м/ч. Объемная концентрация частиц при этом составит $\phi = 0,013$, что можно считать достаточно малой объемной долей. Кроме объемной доли существуют и другие характеристики потока с частицами:

- отношение плотностей материалов фаз $\varepsilon = \rho_{\text{ж}}/\rho_{\text{ч}}$;
- массовая концентрация частиц $\alpha = \phi/\varepsilon$;
- скорость несущей фазы v .

В зависимости от пластической вязкости потока и концентрации твердой фазы движение жидкости испытывает сопротивление. На рис. приведена зависимость коэффициента сопротивления трения λ от Re . Из этого графика следует, что при движении не броуновских

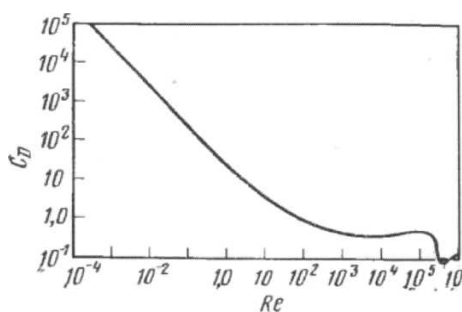


Рис.1 Соотношение между коэффициентом лобового сопротивления и числом Рейнольдса для сферических частиц

частиц (бурового шлама) наблюдается два режима течения – структурный (сдвиговой) и турбулентный. Граница перехода составляет интервал по числу Re , равный 2000...5000.

Поведение транспортируемой частицы в разных потоках разная.

В межфазном обмене импульсом учитываются сила гидродинамического сопротивления, подъемная сила, сила Архимеда, сила присоединенных масс. Так как отношение плотностей фаз меньше единицы, силой присоединенных масс можно пренебречь.

Для упрощенной модели сферы, движущейся поперек ламинарного потока с установившейся постоянной скоростью, уравнение зависимости между сопротивлением среды и скоростью частицы очень сложно.

При ламинарном режиме течения бурового раствора должны проявляться эффекты Магнуса и Сафмена, изучаемые, например, при оптимизации сепарационных устройств. Однако подъемная сила этих эффектов, мало сравнима с силой осаждения.

Приближение диаметра буровых труб к диаметру скважины способствует возникновению турбулентности, а, следовательно, и увеличению гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве.

Для снижения гидродинамического давления на забой в буровой раствор добавляют малые количества длинноцепочечных высокомолекулярных веществ с целью проявления эффекта Томса, который возникает при числах Рейнольдса Re порядка $2-4 \cdot 10^3$, т.е. уже в пограничной области при переходе от ламинарного режима течения потока к турбулентному.

Все исследователи отмечают, что при увеличении числа Рейнольдса происходит увеличение эффективности полимерной добавки в снижении гидравлического сопротивления потока [2], но до определённого предела Re , который связан с деструкцией молекул при развитой турбулентности. Поэтому нецелесообразно применять полимеры в замкнутых циркуляционных системах с высокими числами Рейнольдса ($Re > 10^4$) [3].

Рост эффективности полимерной присадки происходит до достижения некоторой концентрации, после чего начинается плавное снижение величины эффекта Томса из-за увеличивающейся динамической вязкости раствора.

Помимо указанных параметров эффект Томса зависит от химической природы полимера, полидисперсности (со)полимеров по молекулярной массе и

по составу, от рН, ионной силы среды и содержания в ней активных компонентов (полимеров, ПАВ, электролитов и др.), от температуры и геометрии потока [2, 3].

Таким образом, при рассмотрении механизмов удаления продуктов разрушения, особенно при бурении горизонтальных скважин, следует изучить влияние эффектов ламинарности и турбулентности течения бурового раствора и связанных с ними профилей концентрации частиц в кольцевом пространстве. Требуется изучения также вопрос влияния подъемной силы на распределение концентрации дисперсной фазы в пограничных слоях.

Литература.

1. Ламбин А.И., Плехов И. С. Влияние плотности бурильных труб на эффективность процессов бурения. « Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири» Вып. 13, ИрГТУ, 2013 – с. 140–145
2. Hou H.// Drag Reduct. 3rd Int. Conf. Bristol, 2-5 July 1984. Bristol, 1984. C2/1 - C2/6.
3. Николаев А.Ф., Охрименко Г.И. Водорастворимые полимеры. Л.: Химия, 1979. 144 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов. - М. : Недра, 1999.- 424 с.

УДК 622.248.

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА

Санхядов Д.О.(НДб-11-1), доцент Зайцев В.И.(ИрГТУ)

Поглощение бурового раствора при бурении скважин является в настоящее время наиболее дорогостоящей проблемой, т.к. оно приводит к потерям промывочной жидкости. Кроме того, колоссальны временные и финансовые затраты на работы по ликвидации поглощений.

В связи с этим актуальной остается разработка способа ликвидации поглощения бурового раствора, позволяющего добиться эффекта без смены компоновки, без большого количества материалов и в сжатые сроки. Традиционные методы с использованием различных кольматантов-наполнителей и установка цементных мостов не всегда эффективны. Низкая эффективность кольматантов связана с рядом причин: 1) Возможно вымывание кольматантов из зоны поглощения при циркуляции бурового раствора и СПО; 2) Не всегда удается правильно подобрать размер и геометрию кольматантов для конкретного случая; 3) Не все компоновки бурового инструмента позволяют работать с любым размером кольматанта. При установке цементных мостов так же есть ограничения: 1) Необходимо привлекать оборудование для цементирования; 2) Цементное загрязнение отрицательно влияет на буровой раствор; 3) Из-за боль-

ших различий в плотности цементного и бурового растворов происходит отслаивание цементного раствора в зоне поглощения. В настоящее время компанией «Сервис Буровых Растворов» разрабатываются и внедряются технологии, помогающие эффективно решать проблему поглощения, дополняя и заменяя традиционные кольматанты и цемент. Наши технологические подходы лишены вышеперечисленных недостатков, что позволяет им показывать высокую эффективность там, где традиционные методы недостаточно эффективны.

Наиболее перспективным подходом в борьбе с поглощениями мы считаем использование сшивающихся в проницаемом пласте гидрогелей. В данном случае потребность реагента для приготовления тампонирующей смеси составляет от 10 до 50 кг/м³, что позволяет существенно экономить на транспортных расходах.

Это особенно актуально при работе в труднодоступных регионах. Полученный гель непроницаем для бурового раствора и воды, обладает хорошей адгезией к породе. Скорость полимеризации определяется типом полимеров, количеством и составом сшивающего реагента и подбирается индивидуально, исходя из значений пластовой температуры и времени проведения скважинных операций по ликвидации поглощения. Можно сочетать данный состав с различными наполнителями и типами буровых растворов.

Разные варианты сшивки полимеров для получения гелей в нефтяной отрасли используют при проведении гидроразрыва пласта, для повышения нефтеотдачи и в других сферах.

Табл. 1. Опыт установки ПСС на некоторых скважинах в Оренбургской и Самарской областях

№ скважины	Месторождения	Интервал поглощений (м)	Исходная интенсивность поглощения	Результат
1078	Бобровское	2760 – 2768	10 м ³ /час	нет результата
115	Нов-Михайловское	1322 – 1330	12 м ³ /час	100% циркуляция
3514	Врезовское	1600 – 1794	17 м ³ /час	100% циркуляция
766	Гаршинское	4194	50 м ³ /час	100% циркуляция
1417	Нов-Михайловское	1417 – 1425	без выхода	циркуляция 70%
115	Нов-Михайловское	1426 – 1530	17 м ³ /час	циркуляция 100%
2	Дворянское	2412 – 2465	23 м ³ /час	циркуляция 100%
2	Дворянское	2480 – 2531	12 – 14 м ³	остаточное поглощение 4 – 5 м ³ /час



Рис. 1. Внешний вид сшитого гелевого состава

Однако для ликвидации поглощения бурового раствора необходимо получить упругий прочный гель, совместимый со всеми типами бурового раствора. При этом время сшивки геля должно быть хорошо прогнозируемо. Это потребовало разработки специального полимерного состава и различных вариантов сшивающих систем. Природа сшиваемого полимера и характер сшивки различны в зависимости от пластовой температуры, минерализации и необходимого времени сшивки. Нами разработаны две основные модификации полимерного сшиваемого состава – ПСС и ПСС-КР (кислоторастворимый). В состав ПСС входит несколько типов синтетических и природных полимеров в различном соотношении. Подбор состава полимеров и сшивателей осуществлялся исходя из свойств полученного геля: прочности, эластичности, химической устойчивости, склонности к синерезису. Для контролируемой сшивки полимерной составляющей был разработан комплексный сшиватель, позволяющий регулировать время гелеобразования в широких временных рамках.

Технологические решения с использованием ПСС были успешно опробованы нашей компанией на месторождениях Самарской и Оренбургской областей. На данных месторождениях часто встречаются поглощения высокой интенсивности, обусловленные проницаемостью карбонатных трещиновато - пористых коллекторов, а также наличием геотектонических трещин и карстовых полостей. Ликвидировать такие поглощения в большинстве случаев удастся установкой нескольких тампонирующих пачек с кольматантами. Тем не менее, в некоторых случаях такой подход не помогает. Не дает должного эффекта и установка цементных мостов. Именно на таких скважинах была опробована технология ПСС. Результаты приведены в табл. 1. Из результатов, приведенных в табл. 1, можно сделать вывод, что в большинстве случаев ПСС дает положи-

тельный результат. Случай полного отсутствия эффекта, возможно, связан с технологической ошибкой при установке. Нужно иметь в виду, что все осложнения, указанные в табл. 1, не удалось ликвидировать с использованием обычных коьматантов и установкой цементных мостов. ПСС использовался на этих скважинах как последнее средство.

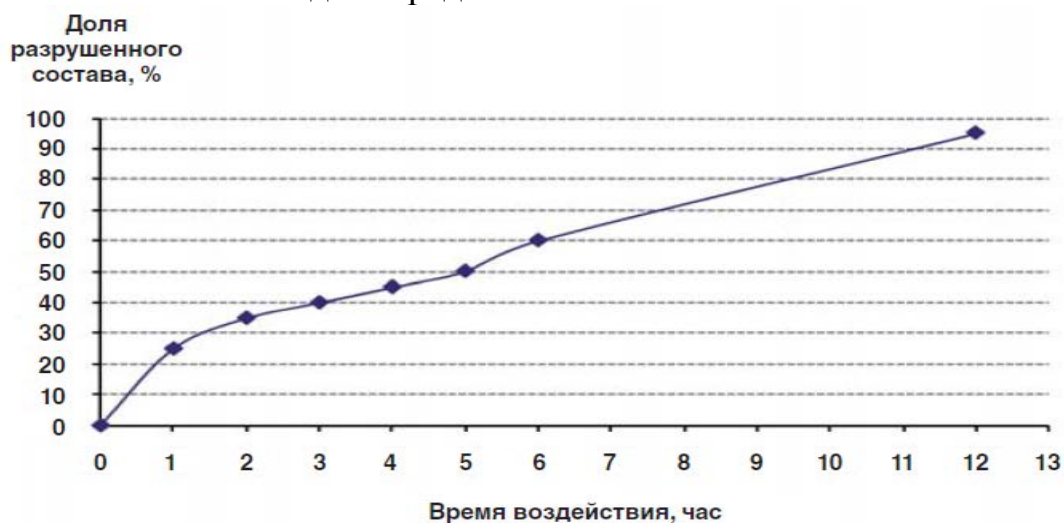
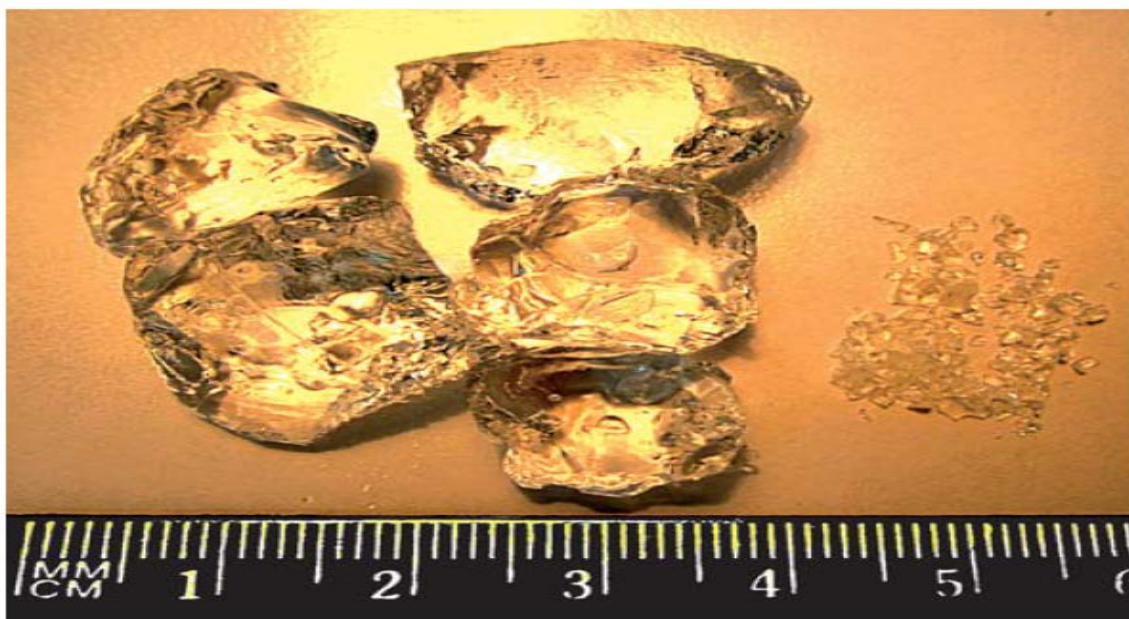


Рис. 2. Динамика разрушения ПСС-КР под действием 12% соляной кислоты при 50°C

В процессе разработки технологии был оптимизирован ряд технологических параметров установки тампонирующей пачки: объем закачки, способ и скорость закачки, сочетание с наполнителями, последовательность ввода реагентов и т. д. Данная оптимизация позволила снизить временные затраты на установку ПСС и повысить процент успешных операций. В настоящее время имеется практический опыт использования данной технологии в диапазоне температур от 35 до 65°C. Лабораторные тесты показывают возможность установки ПСС в диапазоне от 20 до 95°C.

Другой перспективной, на наш взгляд, технологией ликвидации поглощений с использованием сшитых гелей является использование предварительно сшитого водонабухающего полиакриламида Seurvey R2.



**Рис. 3. Водонабухающий полимер Seurvey R
в гидратированном состоянии**

Технология с использованием водонабухающих наполнителей Seurvey R наиболее применима в трещиноватых коллекторах (карбонатных) или терригенных коллекторах с катастрофическим поглощением (от 2 м³/ час при циркуляции жидкости до условия без выхода циркуляции). Реагент Seurvey R смешивается с углеводородной жидкостью и закачивается в поглощающий горизонт. При попадании данного тампонирующего состава в проницаемую часть пласта происходит замещение углеводородной основы буровым раствором на водной основе или водой, далее – быстрое набухание полимерных частиц. Распирающее давление прочно удерживает гелевые фрагменты в каналах поглощающей зоны. Однако данный подход имеет ограничения, связанные с особенностями химического строения полиакриламида. Гидратации геля мешает высокое содержание ионов кальция и магния, низкое значение pH и высокая концентрация солей. Таким образом, «гелевые» технологии являются перспективными, потому что: 1) Высок процент успешных операций; 2) Являются универсальным решением для борьбы с поглощениями для основных геологических условий; 3) Для приготовления тампонирующего состава необходимо небольшое количество вещества, что особенно актуально для применения в труднодоступных регионах; 4) Проведение работ возможно без привлечения дополнительного персонала и техники; 5) Низок риск получения схватывания состава в инструменте; 6) Состав имеет хорошую прокачиваемость до начала сшивки или набухания, что позволяет доставить его глубоко в поглощающий пласт; 7) Уменьшаются сроки решения проблемы поглощений.

ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Лагутин А.Л(НДб11-1), доц. Зайцев В.И(ИрГТУ).

Ремонт нефтяных скважин методом зарезки бокового ствола известен давно.

1. Восстановление аварийных скважин, для которых применение обычных приемов капитального ремонта не дало положительных результатов
2. Вовлечение в разработку новых запасов углеводородного сырья.
3. Доразведка нефтегазовых месторождений.
4. Увеличение дебитов действующих скважин.

В конечном счете, этот метод должен применяться для повышения экономической эффективности разработки месторождения в целом.

Около 20 % скважин, находящихся в капитальном ремонте, невозможно восстановить традиционными методами. Обычно это бывает при попадании в зону перфорации посторонних предметов и невозможности их извлечения, цементировании в зоне перфорации насосно-компрессорных труб из-за ошибок при проведении ремонтно-изоляционных работ, перетоков воды в продуктивный пласт и невозможности их ликвидации.

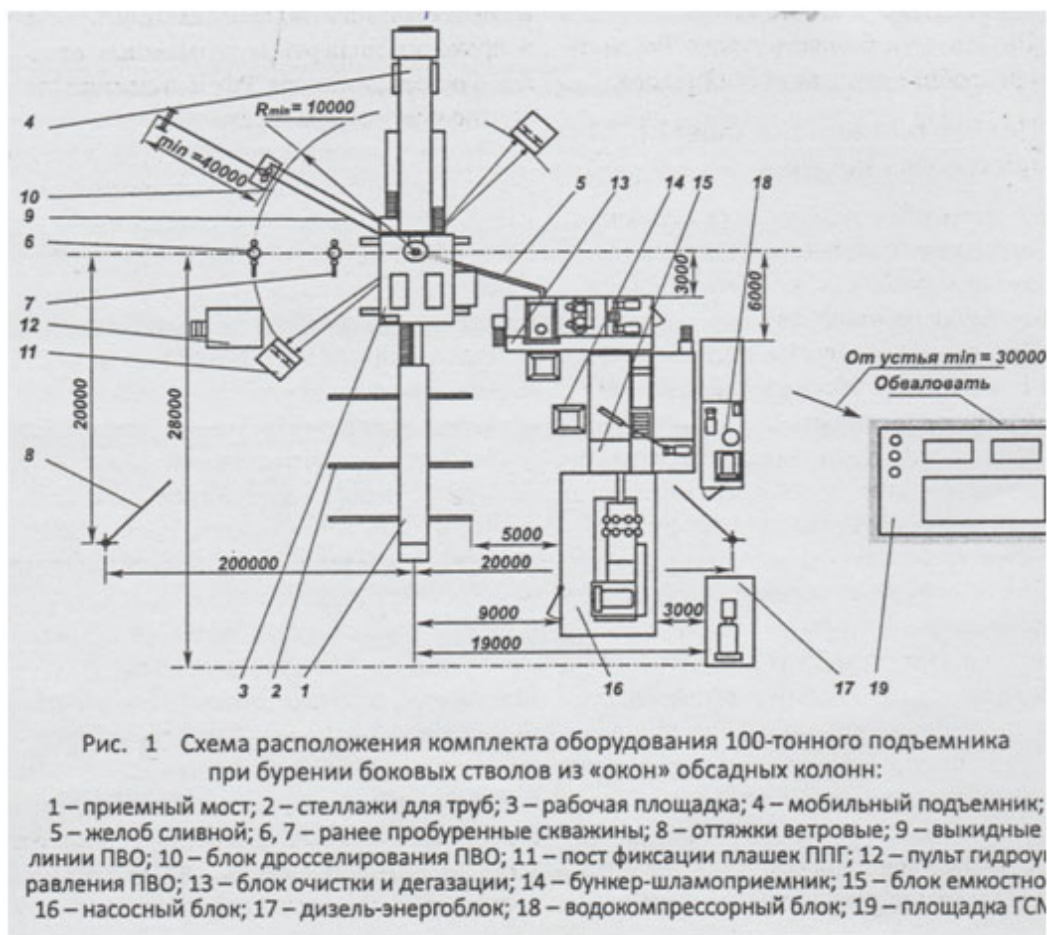
После 15-20 лет эксплуатации скважина вырабатывает запасы в зоне своего питания, создается «воронка депрессии», к зоне перфорации скважины подтягивается вода, продукция обводняется (иногда до 98 %). Из-за подобных отрицательных эффектов процент извлечения нефти из продуктивного пласта колеблется от 25 до 30 %. В этом случае необходимо или перейти на вышележащий горизонт, или пробурить боковой ствол в район, не охваченный разработкой. Кроме того, из-за многочисленных нарушений правил эксплуатации недр или недостаточных знаний геологического строения нефтяной залежи остаются «целики» нефти, окруженные водой, которые невозможно извлечь традиционными методами, но можно добыть из бокового ствола.

Часто метод зарезки бокового ствола позволяет решить сразу несколько вышеперечисленных задач.

Технология строительства бокового ствола.

Строительство бокового ствола начинается с подготовки рабочей площадки для расстановки мобильной буровой установки (МБУ). Если работам мешают станки-качалки или кабельная эстакада, то их демонтируют. Примерное расположение МБУ и основных коммуникаций приведено на рис 1

Конкретная расстановка зависит от расположения на территории кустовой площадки оборудования по добыче нефти, ЛЭП и других коммуникаций. Основные требования, предъявляемые к комплекту бурового оборудования: грузоподъемность подъемника не менее 100 т; высота мачты 34 м; насос производительностью не менее 16 л/с при давлении 10,0-12,0 МПа;



система очистки не менее трех ступеней, позволяющая удалять частицы выбуренной породы диаметром до 20 мкм; блок хранения бурового раствора емкостью не менее 40 м³; дегазатор; комплект противовыбросового оборудования, позволяющий герметизировать устье скважины как на любом из элементов бурильной и обсадной колонн, так и при отсутствии в скважине этих элементов.

Подготовительные работы включают в себя глушение скважины солевым раствором необходимой плотности, подъем подземного оборудования, установку в зоне перфорации ликвидационного цементного моста. Далее происходит опрессовка эксплуатационной колонны, ее скреперование и шаблонировка с целью проверки прохождения вырезающих устройств и компоновок для бурения. В случае если скважина негерметична или имеет место смятие колонны, лучшим вариантом является переход на другую скважину. Если все вышеуказанные работы проведены успешно, необходимо уточнить пространственное расположение ствола скважины и качество цементной крепи за эксплуатационной колонной. Для этого производят запись гироскопического инклинометра и цементометрию.

Вырезание «окна» в обсадной колонне.

Следующим этапом работ по строительству бокового ствола является вырезание «окна» в обсадной колонне. Вырезать окно можно с помощью универсального вырезающего устройства или с помощью специального клина «Уипсток».

В первом случае специальными резцами снимают целую секцию обсадной колонны длиной от 6 до 12 метров, во втором случае вырезается сегмент длиной 6-8 метров. Рассмотрим оба этих способа.

Универсальное вырезающее устройство(УВУ)

УВУ представляет собой единую цельную конструкцию, в которую, в зависимости от диаметра вырезаемой части обсадной колонны, вставляются сменные детали - резцы, ограничители и направляющие.

После проведения подготовительных работ приступают к вырезанию «окна» в следующей последовательности.

1. Установить взрывпакер в районе муфты обсадной трубы на 30—40 м ниже интервала вырезки.
2. Провести ревизию на поверхности УВУ.
3. Спустить УВУ на бурильном инструменте с прочностью стали не ниже «К» до встречи со взрывпакером. Вести точный замер длины.
4. Поднять УВУ на три трубы (по данным МЛМ) от взрывпакера так, чтобы начало вырезки приходилось на 5-10 см ниже муфты обсадной трубы.
5. Начать вращение инструмента со скоростью 60-80 оборотов в минуту.
6. Включить буровой насос, постепенно увеличивая циркуляцию до 8-12 л/с.
7. Прорезать кольцо в эксплуатационной колонне.
8. С нагрузкой 1-2 т вырезать 3-5 метров обсадной трубы.
9. Выключить циркуляцию, произвести контрольный подъем вырезающего устройства.
10. На поверхности произвести осмотр и, при необходимости, ревизию вырезающего устройства.
11. Спустить УВУ в интервал вырезки, закончить работы.
12. После подъема УВУ произвести контрольную запись МЛМ, с целью подтверждения интервала вырезки и длины «окна».
13. Установить технологический цементный мост в интервале взрывпакер - верхняя граница окна.
14. Оставить скважину на ожидание затвердевания цемента (ОЗЦ).
15. Опрессовать скважину.

Вырезать “окно” можно при помощи клина-отклонителя КОП-115.

Особенностью конструкции КОП-115 С является то, что при установке на забой клин «ломается», обеспечивая надежный поджим верхней и нижней частей желоба к противоположным стенкам обсадной колонны.

Клин-отклонитель КОП-115 С состоит из двух частей: желоба длиной 2300 мм и расклинивающего узла данной 1900 мм. Сборка этих частей производится на буровой путем свинчивания и совмещения рисок с последующей обваркой по окружности для придания необходимой жесткости. КОП-115 С имеет угол наклона отклоняющей плоскости 20° 30'. К верхней части клина крепится с помощью болта стартовый фрез, который, в свою очередь, крепится к бурильному инструменту с помощью резьбы 3-76.

После проведения подготовительных работ приступают к вырезанию «окна» в следующей последовательности.

1. Установить взрывпакер в середине обсадной трубы.
2. Спустить клин вместе со стартовым фрезом до взрывпакера.
3. При нагрузке инструмента 2-3 т срезать шпильки, удерживающие сухарь, затем при дальнейшем движении клина вниз происходит выдвигание сухаря в сторону и внедрение его в стенки обсадной колонны для удержания клина-отклонителя от проворота.
4. Разгрузив инструмент на 7-10 т (в зависимости применяемой шпильки), отсоединить стартовый фрез от верхней части клина.
5. Вращением инструмента со скоростью 60-80 об/мин при осевой нагрузке 3-5 т и производительности насоса 10- 12 л/с произвести прорезание колонны стартовым фрезом.
6. Поднять стартовый фрез на поверхность.
7. Спустить в скважину торцовый фрез с конусным фрезрайбером.
8. При осевой нагрузке 5-6 т, подаче насоса 10-12 л/с и 60-80 об/мин ротора вырезать «окно» в обсадной колонне, углубившись на 3-5 м.
9. Поднять компоновку на поверхность.
10. Спустить в скважину метало-шламоуловитель.
11. Обратной промывкой с производительностью 12-15 л/с очистить забой от металлических остатков.
12. Перевести скважину на буровой раствор.

Бурение бокового ствола.

После выхода из «окна» эксплуатационной колонны на 25-30 м отклоняющую компоновку извлекают из скважины и производят очистку забоя от кусочков металла с помощью металло-шламоуловителя или магнитного фреза. Ствол скважины переводят с солевого раствора на буровой раствор необходимых параметров.

Дальнейшее углубление скважины производят или отклоняющей, или стабилизирующей компоновками, в зависимости от заданных параметров траектории скважины.

Для работ по бурению бокового ствола используют винтовые забойные двигатели Д-105, ДГ-105, Д-106, Д-127 и их модификации, маслonaполненные долота диаметром 124 мм — СЗЦАУ R-204; а также долота диаметром 144 мм - СЗЦАУ R-203 или аналогичные импортного производства. Для контроля параметров кривизны используют кабельную телесистему СТТ- 108 или аналогичную импортную.

Особенностью бурения бокового ствола является низкая (по сравнению с обычным бурением) механическая скорость (2—5 м/ч) и небольшие проходки на долото (50-80 м), поэтому средняя рейсовая скорость колеблется от 15 до 25 м/сут, что необходимо помнить при составлении сметных расчетов и графиков бурения. Однако даже при такой низкой рейсовой скорости строительство бокового ствола идет быстро, так как его длина составляет обычно 200-800 м.

В качестве бурильного инструмента можно использовать СБТ-89х8 марки «Е» для работ из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм и СБТ-89х8 марки «Е» с замком диаметром 105 мм для работ из эксплуатационных колонн диаметром 146 мм.

После бурения до проектной глубины производят геофизические работы.

Крепление бокового ствола.

Диаметр обсадных труб, используемых для спуска и цементирования хвостовика, зависит от диаметра первоначальной обсадной колонны. В случае если это эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, то лучше всего спускать 114 мм хвостовик, если же это колонна диаметром 146 мм, то нужно спускать хвостовик диаметром 102 мм с уменьшенной муфтой диаметром 110 мм.

Длина хвостовика зависит от длины бокового ствола, но есть правило: для обеспечения герметичности межколонного пространства необходимо перекрывать хвостовиком эксплуатационную колонну не менее чем на 100 м.

Оснастка хвостовика включает в себя башмак, обратный клапан, центрирующие фонари и разъединяющий узел. Хвостовик может крепиться как с опорой на забой (в этом случае в качестве разъединителя можно использовать обычный право-левый переводник), так и с подвеской в эксплуатационной колонне (в данном случае используют специальные клиновые комплекты). Для примера на рис. 2 и изображен такой комплект. Рассмотрим принцип его работы. После сборки хвостовика, согласно утвержденной схеме по плану работ, и спуска его в скважину приступают к сборке и спуску установочного инструмента.

Запрещается посадка клиньев на адаптер, воронку адаптера и клиновую подвеску. Произвести наворот установочного инструмента на хвостовик с соблюдением мер предосторожности, пропустить установочный инструмент через превентор и приступить к спуску собранного оборудования в скважину на бурильных трубах. При спуске хвостовика заполнить бурильные трубы раствором через 3-5 свечей. Запрещается вращать бурильные трубы вправо или влево. При достижении башмаком хвостовика «окна» в обсадной колонне необходимо произвести промежуточную промывку ($P = 4,0-5,0$ МПа), а после спуска хвостовика на забой скважины - круговую промывку. Хвостовик может быть подвешен на клиновой подвеске в эксплуатационную колонну.

Затем приподнять бурильную колонну на 0,9—1,5 м, произвести затворение и закачку расчетного количества цементного раствора.

УДК 622.248.

СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Зубков Н.И. (НДб-11-1), доцент Зайцев В.И. (ИрГТУ)

Перспективным направлением увеличения извлекаемости запасов месторождений является строительство многоствольных скважин с горизонтальным окончанием из старого, уже существующего фонда скважин. Такая технология позволяет в большей степени охватить разрабатываемые объекты при одновременном снижении затрат, поскольку позволяет использовать ранее пробуренные скважины, имеющуюся инфраструктуру разработки месторождения, снизить объемы буровых работ и количество отходов бурения.

Когда бурение боковых стволов признано оптимальным техническим решением, встает вопрос, какую бурильную колонну следует использовать – из обычных или гибких труб. На морских добычных платформах, где нет бурового станка, бурение на продуктивный пласт экономически эффективнее проводить с помощью гибких труб, причем на депрессии, что способствует лучшему сохранению коллекторских свойств продуктивных пластов и увеличению механической скорости бурения.

На суше большинство боковых стволов из старых скважин бурят с длинным (более 150 м) или средним (60 – 150 м) радиусами кривизны, используя обычные бурильные трубы. По отчетам нефтяных и сервисных компаний, наметилась тенденция увеличения количества боковых стволов с малым радиусом кривизны (12 – 30 м), особенно эффективных в устойчивых породах, не требующих спуска и крепления обсадных труб и дополнительного внутрискважинного оборудования для заканчивания. Технические средства бурения по короткому радиусу требуют меньшей протяженности искривленной части ствола скважины, как при работе с обычными, так и гибкими трубами. Это позволяет забуриваться ниже внутрискважинного оборудования или размещать как криволинейный, так и горизонтальный участки ответвления в продуктивном пласте, чтобы избежать проблем, связанных с вышележащими породами.

Растет популярность многоствольных скважин, когда из основного ствола скважины бурят несколько новых наклонных или горизонтальных боковых стволов. Эта технология позволяет уменьшить число скважин на месторождении и сделать экономически эффективной разработку мелких месторождений. Уменьшение числа скважин значительно снижает затраты на оборудование устьев, особенно при заканчивании морских скважин. С точки зрения геометрии, многоствольная скважина может просто иметь два противоположно направленных ответвления в одном продуктивном пласте – для улучшения условий вскрытия или ответвления имеют форму кисти, что позволяет вскрыть несколько пластов, расположенных на разных уровнях многопластового месторождения. Многоствольная конфигурация может применяться в одном пласте, чтобы увеличить площадь дренажа несколькими параллельными или расходящимися веерообразно боковыми стволами.

Так на Шагиртско-Гожанском месторождении была построена многоствольная скважина.

Реконструкция скважины заключалась в бурении из ранее пробуренного ствола с эксплуатационной колонной 168 мм двух боковых наклонно-направленных стволов, с ликвидацией нижней перфорированной части старого

ствола. На сегодня добыча ведется с использованием технологии одновременно-раздельной эксплуатации (рис.1). Результаты строительства данной скважины позволили более подробно изучить проблемы месторождения и разработанных технологий с применением импортного оборудования при строительстве многоствольных скважин. Данный опыт лег в основу технологии строительства многоствольных скважин на нефтяном месторождении им. Архангельского, находящегося на территории верхнекамского калийного месторождения. На данном месторождении изначально эксплуатировалось 5 скважин с дебитом более 40 тонн нефти в сутки, но бурение новых скважин недопустимо. Поэтому основным требованием к технологии реконструкции скважин, даже на стадии испытания, было обеспечение максимальной надежности и минимальных загрязнений разреза и территории. С учетом геолого-технических условий и на основании возможных вариантов строительства по уровням сложности имелись геологические риски и технико-технологические ограничения.

Технико-технологические ограничения при бурении:

- ограниченность размерного ряда по диаметру обсадных колонн 146 или 168 мм;
- высокий риск образования заколонных перетоков по причине отсутствия гидравлической изоляции стыка хвостовика и эксплуатационной колонны.

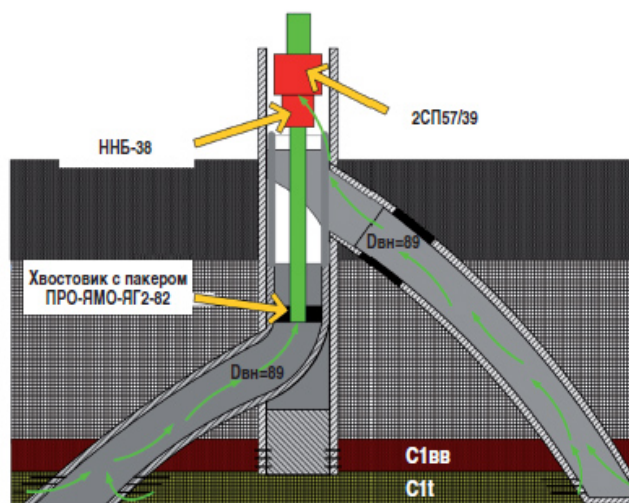


Рис. 1. Многоствольная скважина, построенная на Шагиртско-Гожанском месторождении в Пермском крае

Опираясь на результаты промысловых испытаний, а также анализа научно-технических источников и учитывая горно-геологические условия месторождений Пермского края, специалисты сделали следующие выводы:

- заканчивание дополнительных стволов следует вести по 4-му уровню сложности (классификация по уровням сложности TAML – Technology Advancement for Multilateral), так как дополнительные стволы в большинстве случаев будут вскрывать несколько проницаемых пластов как нефте-, так и водонасыщенных, с различными градиентами давлений;

- при эксплуатации скважины необходимо обеспечить гарантированное попадание в каждый ствол (системы с направляющими элементами);
- в настоящее время отсутствует отечественное оборудование, позволяющее строить многоствольные скважины 4-го уровня сложности, применяемое в промышленных масштабах.

Результаты испытания технологии показали положительные и отрицательные моменты.

Положительные:

- технология показала 100%-ную результативность в достижении поставленной задачи, технологичность в сложных геолого-технических условиях;
- технология позволяет заканчивать скважины наклонно-направленными и горизонтальными боковыми стволами со спуском в продуктивную часть цементируемого хвостовика, нецементируемого хвостовика-фильтра, или оставлять продуктивный пласт открытым;
- технологическая оснастка хвостовика и технология цементирования позволяют дополнительно герметизировать затрубное пространство заколонными пакерами;
- возможна одновременная эксплуатация нескольких продуктивных объектов с различными характеристиками.

К недостаткам данной технологии относятся относительно высокая стоимость, прежде всего, за счет использования импортного оборудования; при экстренной необходимости поставки нового оборудования по различным причинам – при браке, порче и т.д. возможна остановка буровых работ на скважине до 9 месяцев. Поэтому сегодня технология многоствольного бурения находит свое применение в исключительных случаях, когда иного способа привлечения к разработке извлекаемых запасов нет.

Технология не позволяет повторно устанавливать клин-отклонитель на прежнее место при необходимости проведения дополнительных работ по проработке осложнившегося ствола или других необходимых работ. Из-за жесткости системы подвески невозможно максимально близко к «окну» расположить заколонный пакер, что существенно повышает риски поступления воды в скважину через стык хвостовика с эксплуатационной колонной.

Форма вырезанного «окна» в эксплуатационной колонне существенно влияет на правильность расположения подвески хвостовика в ней, что крайне негативно сказывается на прохождении компоновок в нижнюю часть эксплуатационной колонны.

Другой успешный пример – строительство «Роснефтью» многозабойной скважины (МЗС) на Среднемакарихинском месторождении, из основного ствола, с бурением и заканчиванием 2-х дополнительных боковых стволов по второму уровню сложности, с возможностью одновременной добычи нефти из трех эксплуатационных участков через один материнский ствол скважины (рис. 2).

Таким образом, по нашему мнению, есть значительные перспективы развития строительства многоствольных скважин как одного из актуальных

направлений увеличения извлечения нефти из пластов без увеличения количества объектов капитального строительства. Но для их достижения научно-производственному сообществу необходимо:

- Совершенствовать технологии строительства многоствольных скважин, позволяющих экономически выгодно выполнять работы не только на месторождениях с высокодебитными скважинами, но и находящихся в поздней стадии разработки.
- Разрабатывать технику и технологии с использованием оборудования отечественного производства, что должно существенно сократить затраты и открыть путь к широкому применению технологии во всех регионах России как на суше, так и на шельфе.

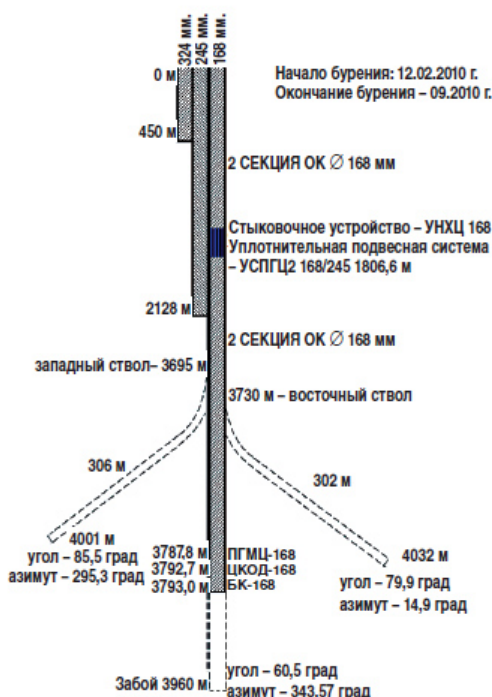


Рис. 2. Строительство МЗС №715 Среднемакарихинского месторождения

Литература

1. Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А., Вдовин К.И. и др. Технология бурения глубоких скважин / Учебное пособие для вузов. М.: Издательский центр «Академия», 2003.
2. Бакиров Д.Л., Подкуйко П.П., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 46 – 49.

ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Заливин В.Г., Лисицин М.А. (ИрГТУ)

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и газа и полноты извлечения их из недр является использование систем разработки месторождения горизонтальными скважинами (ГС). Особую актуальность это приобретает для месторождений представленных маломощными (5-15 м) пластами с низкой и неравномерной проницаемостью [1., с. 18].

Эффективность бурения ГС существенно зависит от показателей буровых растворов, которые должны обеспечивать безаварийную проводку скважины в горизонтальном стволе.

Многие осложнения, возникающие при бурении скважин с горизонтальным окончанием, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Следствием несоответствия технологических параметров бурового раствора с условиям бурения ГС могут возникнуть следующие проблемы:

- О плохая очистка и зашламование ствола скважины;
- О высокие сопротивления расхаживанию бурильной колонны и невозможность передачи необходимого веса колонны на долото;
- О нарушение устойчивости стенок скважины;
- О поглощение бурового раствора продуктивной зоной, сопровождающееся снижением производительности скважин.

Установлено, что для достижения улучшенных показателей бурения и успешной проводки скважины особенно важно улучшение реологических и структурных свойств растворов [2., с. 89].

В наклонно-направленном стволе колонна лежит на нижней стенке ствола. Глинистые породы гидратируются и теряют устойчивость, вращаясь, бурильная колонна будет внедряться в ослабленную зону. Если забойную компоновку попытаться поднять через образовавшийся желоб, то может произойти прихват (рис. 1).

При прочих равных условиях с увеличением угла наклона ствола допустимый диапазон плотности приме-

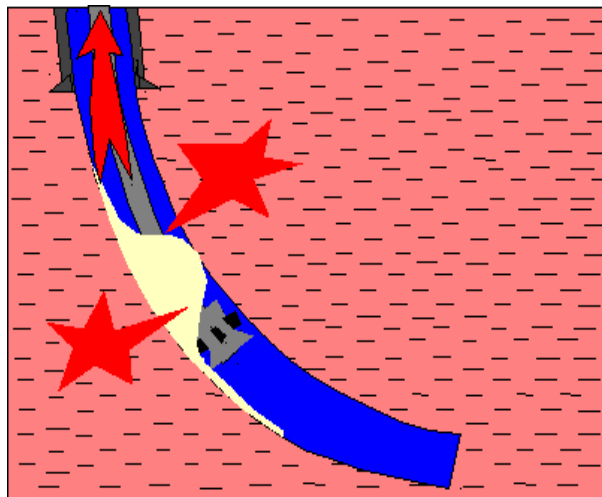


Рис. 1. Осаждение частиц выбуренной породы в скважине с углом более 35°

няемого бурового раствора сужается. Она должна быть достаточно высокой для того, чтобы компенсировать пластовое давление и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низкой для того, чтобы не произошло гидроразрыва пород.

С увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиенты гидроразрыва пласта, как правило, уменьшаются с увеличением угла наклона.

Очистка скважины стоит на первом месте проблем, связанных с бурением и заканчиванием горизонтальных скважин. Эффективная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность раствора являются важными факторами при бурении горизонтальных скважин.

Выбор раствора определяет качество очистки ствола. Эффективность очистки скважины зависит от профиля скважины и геометрии затрубного пространства. [1., с. 21].

Классификация углов наклона скважины по поведению шлама в затрубном пространстве:

- | | |
|-----------------|-------------------|
| 1) вертикальный | $0 - 10^{\circ}$ |
| 2) низкий | $10 - 30^{\circ}$ |
| 3) средний | $30 - 60^{\circ}$ |
| 4) высокий | $60 - 90^{\circ}$ |

При угле наклона ствола менее 10° , частицы начинают оседать по направлению к забою под влиянием силы тяжести, образовывается шламовая подушка (рис. 2).

В интервале $10 - 30^{\circ}$ начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится вязче и плотнее при повышении угла, сохраняя, однако, тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция уменьшается до тех пор, пока наклон скважины не достигает 60° , после чего силы трения являются причиной остановки оседания шлама.

Наиболее опасным является интервал с углами наклона $45 - 55^{\circ}$ (по первой классификации) и с углами наклона $30 - 60^{\circ}$ (по второй классификации).

Скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как ключевой параметр очистки ствола. Увеличение скорости течения улучшает транспортировку шлама, несмотря на режим потока.

При очень высокой скорости (турбулентный поток) большинство твердых частиц выносятся потоком.

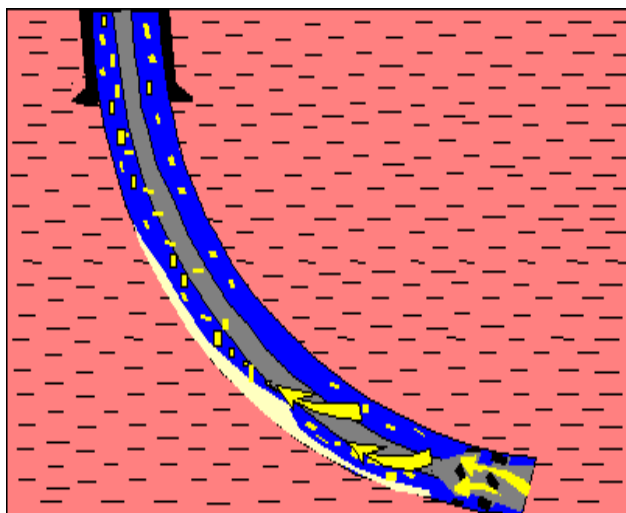


Рис.2. Шламовая подушка, образованная в процессе бурения

Высокое значение вязкости при низких скоростях сдвига (ВНС) обеспечивает прекрасную выносящую и удерживающую способность. Хорошая удерживающая способность позволяет предотвратить оседание шлама.

Когда выбирают раствор для вскрытия горизонтального интервала, важно иметь ввиду весь цикл процесса бурения, заканчивания, интенсификации и эксплуатации скважины. В настоящее время за рубежом для бурения ГС все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производных крахмала) с высоким ингибирующим действием, а также с коагулирующей водо – или кислоторастворимой твердой фазой.

Flo – Pro - промывочная жидкость для бурения ГС и скважин с большим углом наклона ствола.

Основной компонент раствора – Flo – Vis. Это биополимерный реагент, который формирует в растворе ячеистую структуру, обладающую свойствами твердого тела в покое и при скоростях сдвига, близких к нулю, и свойствами жидкости при высоких скоростях сдвига. Поддержание ВНС на определенном уровне (например выше 40000 мПас для горизонтальных стволов) гарантирует требуемый критический уровень концентрации биополимера.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается при помощи:

- повышенной вязкости фильтрата;
- правильно подобранным размером и концентрацией твердой фазы (карбоната кальция);
- производной крахмала - реагентом Flo – Trol.

Для контроля щелочности раствора могут быть использованы каустическая сода (NaOH), гидроксид калия (KOH).

Различные соли (NaCl, KCl, NaBr) и их комбинации могут быть использованы в составе раствора для обеспечения требуемой плотности, ингибирующей способности и совместимости с пластовым флюидом.

Смазочные добавки, в общем случае, не требуются. Благодаря отсутствию твердой фазы и высокой концентрации полимеров, коэффициент трения не превышает 0,2, в то время как для растворов на основе бентонита, он составляет около 0,3.

Термическая деградация биополимера начинается при температурах более 95 °С. При минимальной концентрации соли 3 %, этот предел увеличивается до 140 °С. Добавка ряда специальных реагентов (регуляторов pH, поглатителей кислорода, антиоксидантов и т.п.) позволяет повысить стойкость раствора до 150 °С.

ANCO – 2000 – высокоингибированная система бурового раствора на основе биополимера, полианионной целлюлозы и полиалкиленгликолей (ПАГ), разработанная компанией ANCOR Drilling Fluids- ADF (табл.1).

Система ANCO – 2000 доказала свою эффективность при бурении горизонтальных скважин в сложных геологических условиях (аномально высокие пластовые давления, наличие неустойчивых, подверженных гидратации глинистых пород).

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается полианионной целлюлозой (Pacseal), а щелочности – бикарбонатом натрия (NaHCO_3).

Таблица 1

Состав и свойства рекомендуемых растворов для бурения горизонтальных скважин

Раствор Flo-Pro фирмы MIDF				Раствор ANCO-2000 фирмы ADF			
С о с т а в		С в о й с т в а		С о с т а в		С в о й с т в а	
Компоненты	Содержание, %	Показатели	Значение показателей	Компоненты	Содержание, %	Показатели	Значение показателей
1. Flo – Vis (биополимер)	0,6	Плотность г/см^3	1,08-1,2	1. ANCOVIS (биополимер)	0,4-0,5	Плотность, г/см^3	1,85-1,87
2. Flo – Trof (производне крахмала)	1,4	Кажущая вязкость, с/кварт	45-48	2. PACSEAL (ПАЦ)	0,8-1,2	Кажущая вязкость, с/кв	60-90
3. CaCO_3	10,0	Пластическая вязкость, мПас	8-11	3. ANCOIN (ЧГПАА)	0,3	Пластическая вязкость, мПас	58-95
4. KCl	3-15	Динамическое напряжение сдвига, дПа	150-230	4. ANCO-208 (ППГ)	4-5	Динамическое напряжение сдвига, дПа	259-350
5. NaOH (KOH)	до pH=9,5	Прочность геля ($\text{CHC}_{\text{ш/10}}$) дПа	85-100/ 110-115	5. KCl	5-15	Прочность геля ($\text{CHC}_{0/10}$) дПа	120-134/ 210-230

Основным компонентом раствора, как и в случае Flo-Pro, является биополимерный реагент – ANCOVIS, придающий системе псевдопластичные и структурные свойства, что препятствует быстрому осаждению частиц выбуренной породы в затрубном пространстве при остановке циркуляции и подъеме буровых труб.

Контроль уровня водоотдачи обеспечивается полианионной целлюлозой (Pacseal), а щелочности – бикарбонатом натрия (NaHCO_3).

Помимо KCl, для усиления ингибирующих свойств путем придания раствору капсулирующего и гидрофобизирующего действия используются частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА) и полиалкиленгликоль. Термостойкость этой системы до 150°C .

При этом главной задачей является создание растворов, не загрязняющих продуктивные пласты и обеспечивающих эффективную очистку ствола скважины на вертикальных и наклонном участках большого диаметра, а также на горизонтальном участке большой протяженности.

В результате этих работ были созданы и исследованы следующие системы буровых растворов.

Требование к вскрытию продуктивного горизонта с каждым годом ужесточаются, главная задача – сохранить эксплуатационные характеристики пласта, что в горизонтальных скважинах актуально, так как время контакта бурового раствора возрастает многократно. Буровые растворы на биополимерной основе отвечают всем требованиям, предъявляемым к бурению ГС. Дальнейшая работа состоит в разработке новых биополемеров, которые по стоимости могли бы конкурировать с аналогичными по свойствам буровыми растворами на углеводородной основе.

Литература

1. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. - 573 с.
2. Технологическое руководство по буровым растворам для бурения горизонтальных скважин с большим углом отклонения Компании М-1 Дриллинг Флюидс.
3. Журнал «Нефтегазовое обозрение», статья «Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин», выпуск 3. 2003г.

УДК 622.248.33

НОВОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОСТИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Лапшин А.Д.(НДб-11-1), доцент Зайцев В.И.(ИрГТУ)

Проблема герметичности и прочности резьбовых соединений труб нефтяного сортамента весьма актуальна, т.к. она неразрывно связана с безаварийностью проводки и крепления, долговечностью и безопасностью эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Актуальностью проблемы следует объяснить то внимание, которое ей постоянно оказывалось и оказывается в нефтепромысловой практике, на трубопрокатных заводах, а также отечественными и зарубежными исследователями. Вопросы герметичности резьбовых соединений в основном решают в двух направлениях:

1. Герметизацией резьб путем применения различных герметизирующих материалов;

2. Созданием резьбовых соединений «Премиум», которые имеют узлы герметичности.

Над проблемой повышения технико-экономической эффективности и совершенствования конструкций резьбовых соединений работают лучшие специалисты отрасли. Мировые трубные компании инвестируют значительные средства в улучшение и разработку новых конструкций резьб. Так что же такое «герметичность резьбовых соединений труб»? Герметичность резьбовых соединений труб – это свойство соединений, обеспечивающее их непроницаемость при нагружении избыточным давлением жидкости или газа в течение длительного времени.

В первую очередь на проницаемость резьбовых соединений влияют конструктивные особенности резьбы (рис. 1). Зазоры в резьбе, показанные на рис. 1, представляют собой винтовые каналы и носят название конструктивных. Основное назначение конструктивных зазоров – обеспечение удовлетворительного свинчивания резьбовых соединений. Кроме конструктивных зазоров любой резьбе присущи также зазоры технологического характера, которые определяются отклонением элементов профиля от теоретических (номинальных) размеров. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе приводят к тому, что контакт трубы с муфтой в резьбовых соединениях оказывается проницаемым, т. е. соединение само по себе негерметично. Для снижения проницаемости контакта элементов резьбовых соединений в практике применяют различные заполнители конструкционных и технологических зазоров – резьбовые смазки. Резьбовые смазки кроме заполнения зазоров должны предупреждать задиры и заедания резьбовых соединений труб, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

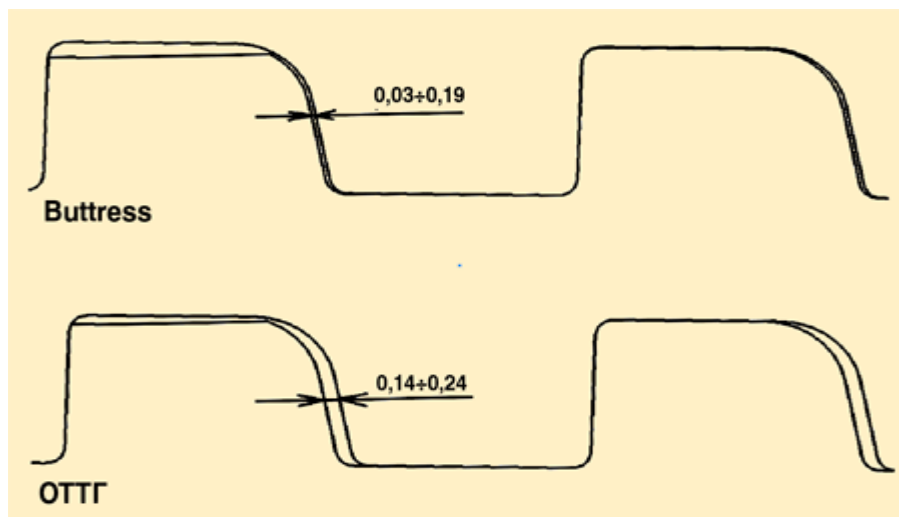


Рис. 1. Конструктивные и технологические зазоры в резьбе Баттресс и ОТТГ (ОТТМ) (мм)

- а) хорошая смазывающая (покрывающая) способность;
- б) постоянство свойств смазки с течением времени и при изменении температуры в определенных пределах;
- в) определенная консистенция, чтобы давление жидкости или газа не смогли выдавить смазку из зазоров резьбы;
- г) предупреждение заеданий при свинчивании резьбовых соединений;
- д) защита от коррозии и т. д.

Экспериментальные данные и международная практика эксплуатации труб показывают, что применение резьбовых смазок не всегда обеспечивает и тем более гарантирует резьбовым соединениям требуемую герметичность. Так, Стандарт API 5CT, восьмое издание, 1 июля 2005 г. гласит: «Цель ручного свинчивания муфт – облегчить снятие муфт для очистки и контроля резьбы и нанесения свежей смазки перед эксплуатацией. Эта процедура обеспечивает меньшую вероятность утечки, поскольку соединения с механическим свинчиванием, хотя и не имеют утечек в момент сборки, могут потерять герметичность после транспортировки, погрузки-разгрузки и при использовании». Значительное количество причин, таких как недостаточно качественное удаление с резьбы консервационной смазки, излишнее или недостаточное нанесение смазки на резьбовые поверхности, равно как неравномерное ее нанесение, грязная резьба, недостаточная затяжка труб, чрезмерные усилия при свинчивании, несовершенство резьб, неправильная технология спуска труб до забоя и т. д., могут привести к развиту не герметичности соединений.

Как говорилось, в подавляющем большинстве случаев пропуски жидкости или газа в резьбовых соединениях связаны с наличием конструктивных и технологических зазоров, в которых смазки не удерживаются при нагружении соединений избыточным давлением. Таким образом, чтобы смазка не выдавливалась избыточным давлением из резьбы, она в идеале должна обладать двумя главными свойствами:

- а) максимальной подвижностью (низкой вязкостью) в момент свинчивания резьбовых соединений, что обеспечивает надежное заполнение смазкой всех зазоров;
- б) минимальной подвижностью (высокой вязкостью) при нагружении резьбового соединения избыточным давлением.

Как видим, свойства смазки должны существенно меняться в период нанесения ее на поверхность резьбы и в период эксплуатации резьбового соединения. Таким требованиям в большей степени удовлетворяли герметизирующие составы на полимеризующихся основах, например, разработанный совместно ОАО «ТАГМЕТ» и ОАО «ВНИИгаз» состав УС-1. Основа уплотнительного состава – эпоксидный компаунд К-153, отвердитель и антифрикционные добавки. УС-1 показал себя в целом эффективно, хотя требовал особо качественного обезжиривания резьбы перед нанесением. Аналогичная по составу

смазка КНИИНП-2 была разработана ОАО «ВНИИТнефть». Но их применение существенно ограничивалось и к настоящему времени сошло на нет из-за существенных недостатков полимеризующихся уплотнительных смазок, основными из которых являются их низкая технологичность, невозможность автоматизации процесса нанесения, недостаточные антизадирные свойства, токсичность, невозможность использования при отрицательных температурах окружающей среды и, самое главное, практически полная неразъемность резьбовых соединений.

Это новейшая разработка ООО «Полимер Сервис» в области обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных труб, внедренная в производство при активном участии и поддержке ЗАО «ТД «ТМК» и ОАО «ТАГМЕТ» Технология «СМТ» (ClearMakeUpTechnology– технология чистого свинчивания.) Основана на применении самосмазывающего фтор-полимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК-ПЛАУН™» на заводе – изготовителе труб(рис.2)



Рис. 2. Внешний вид резьбы Баттресс производства ОАО «ТАГМЕТ» с фтор-полимерным самосмазывающим сухим покрытием «МАОК-ПЛАУН™»

Данная технология является уникальной для мировой нефтепромысловой практики, т. к. сочетает в себе одновременное решение двух краеугольных задач: во-первых, однократное нанесение покрытия резьбы на заводе обеспечивает «сухое» многократное свинчивание резьбовых соединений без использования каких-либо смазочных материалов в промысловых условиях; во-вторых, гарантирует герметичность резьбовых соединений обсадных труб даже после повторных свинчиваний.

Технология «СМТ» реально позволяет:

- отказаться от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых для обеспечения антифрикционных и герметизирующих функций в резьбах, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители;
- исключить попадание избыточной смазки в колонну;
- предотвратить дорогостоящую операцию по очистке ствола скважины;
- улучшить качество каротажных работ;

- при необходимости исключить операции по опрессовке труб перед спуском, т. к. поставщиком «СМТ» гарантируется герметичность резьбового соединения;
- исключить операции последующего удаления с резьбы паром или растворителями консервационных смазок,
- исключить операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты;
- сократить время спуска обсадных колонн до 15%;
- существенно снизить человеческий фактор при обеспечении герметичности крепи скважины;
- снизить трудоемкость спуска обсадной колонны;
- улучшить условия работы буровой бригады;
- снизить риски травматизма при производстве буровых работ.

Заводские испытания проходили в условиях заводов Группы ТМК. Стендовые испытания проводились в условиях ЗАО «ВНИИТнефть», по результатам которых было получено заключение о высокой работоспособности и живучести фтор-полимерного покрытия резьб «МАОК-ПЛАУН™», обеспечивающего комплекс антизадирных и герметизирующих свойства. Причем было зафиксировано постепенное падение момента крепления в процессе механического свинчивания-развинчивания резьбовых соединений на протяжении многоцикловых испытаний, что обусловлено эффектом приработки резьбовых поверхностей. Применение «СМТ» на основе покрытия резьбы муфт «МАОК-ПЛАУН™» в промысловых условиях на практике подтвердило возможность достижения высоких экологических и экономических эффектов в строительстве обсадных колонн нефтяных и газовых скважин.

Впервые в опытно-промышленных масштабах «Технология чистого свинчивания» была применена в декабре 2010 г. на двух скважинах Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», в условиях экстремально низких температур окружающей среды, и получила высокую оценку буровых подрядчиков. В настоящее время российские нефтяные компании, в частности ОАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» и др., проявляют большой интерес к практическому применению инновационных разработок, освоенных ОАО «ТМК» в промышленном производстве. К таким разработкам, несомненно, относятся «Технологии чистого свинчивания» обсадных труб. В ОАО «ТМК» уверены, что разработка и освоение новых технологий и новых видов продукции, обеспечивающих упрощенное использование своей продукции, снижающих эксплуатационное воздействие на окружающую среду, повышающих культуру производства и улучшающих условия труда персонала, занятого в бурении и добыче полезных ископаемых, будут значительно востребованы в ближайшие годы на российском промышленном пространстве.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН

Рудковский Н.Д. (НДБ-11-1), доц. Ламбин А.И. (ИрГТУ)

При проектировании профиля скважины необходимо учитывать, что спроектированный профиль должен обеспечивать:

- Высокое качество скважины как объекта последующей эксплуатации;
- Бурение и крепление скважины с применением существующих технологий и технических средств;
- Минимальные затраты на строительство скважины;
- Возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов при разработке многопластовых месторождений нефти;
- Безаварийное бурение и крепление скважины;
- Минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
- Надежную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
- Свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств.
- Обеспечивать заданную сетку разбуривания месторождения.

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа и вида профиля, а также в определении необходимого для расчета его геометрии комплекса параметров, включающего:

- Проектное значение глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;
- Длина вертикального участка;
- Значение предельных радиусов кривизны и углов наклона ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования на проектной глубине.

Профиль ствола наклонно-направленной скважины выбирается и проектируется так же с учетом назначения скважины; геологических и технологических особенностей ее проводки, установленных ограничений на угол наклона ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования и по проектной глубине.

Существует несколько методов расчета профиля скважины:

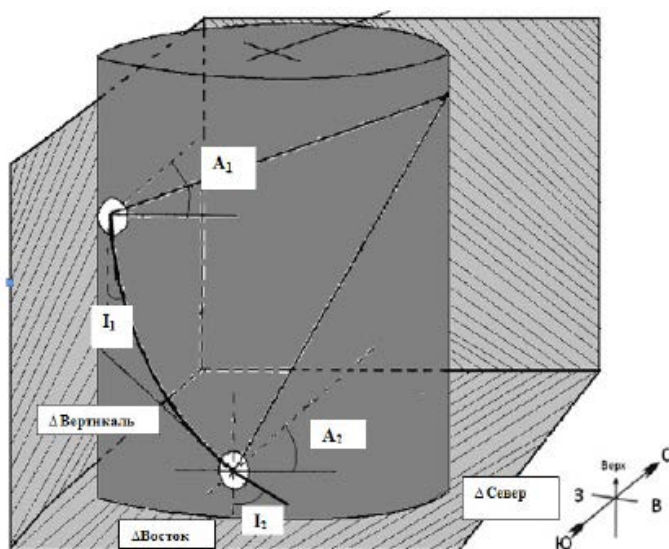
- Метод касательных;
- Сбалансированный метод касательных;
- Метод десяти хорд;

- Метод радиусов кривизны (Рис. 1)
- Метод средних углов (Рис. 2);
- Метод минимальной кривизны (Рис. 3).

Из выше перечисленных методов наиболее востребованы: метод радиусов кривизны, метод средних углов для расчета вручную и метод минимальной кривизны для расчета профиля с использованием ПК. Рассмотрим подробнее эти методы расчета.

- Метод радиусов кривизны.

Сущность метода состоит в подборе цилиндра таких размеров, при которых можно было бы точки размера расположить на его поверхности так, чтобы участок ствола скважины был изогнут в вертикальной и горизонтальной плоскостях, и лежал на поверхности этого цилиндра. Метод радиуса кривизны хорошо подходит и в случаях при большом расстоянии между точками замера и большой кривизне ствола скважины.



Условные обозначения:

CL – изменение длины скважины по стволу,

ΔГл – изменения по вертикали

ΔГор – изменения по горизонтали,

Широта – широта (Север-Юг)

Отход – долгота (Восток-запад)

I – зенитный угол, A – ази-

Рис. 1. Реализация метода радиусов кривизны

мут.

$$R_{верт} = \frac{180 \times CL}{\pi(I_2 - I_1)}; \quad \Delta Гор = R_{верт} \times (\cos I_1 - \cos I_2); \quad \Delta Гл = R_{верт} \times (\sin I_2 - \sin I_1);$$

$$R_{гор} = \frac{180 \times \Delta H}{\pi(A_2 - A_1)}; \quad \Delta Широта = R_{гор} \times (\sin A_2 - \sin A_1); \quad \Delta Отход = R_{гор} \times (\cos I_1 - \cos I_2).$$

- Метод средних углов

Данный метод достаточно точен при малой кривизне и не большим расстоянии между точками между точками замера и большой кривизне ствола скважины.

$$\Delta Широты = CL \times \sin I_{cp} \times \sin A_{cp}; \quad \Delta Отход = CL \times \sin I_{cp} \times \sin A_{cp};$$

$$\Delta Гл_1 = CL \times \cos I_{cp}; \quad I_{cp} = \frac{I_2 + I_1}{2}; \quad A_{cp} = \frac{A_2 + A_1}{2}.$$

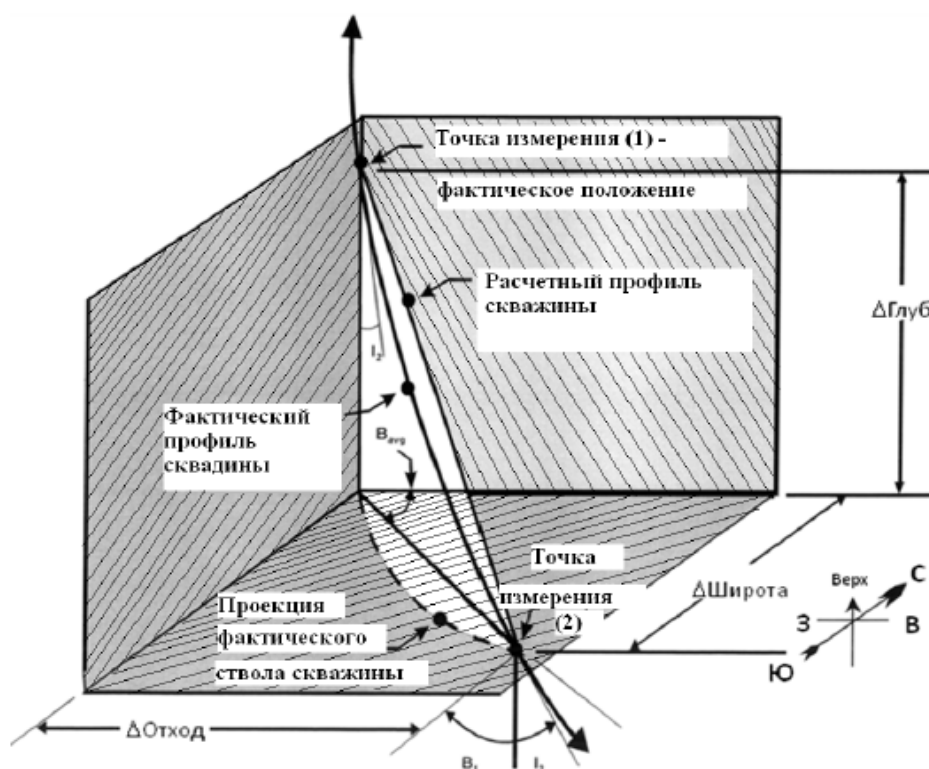


Рис. 2. Реализация метода средних углов

Уловные обозначения.

CL – длина участка профиля скважины, Гл – Фактическая вертикальная глубина, Широта – широта (Север-Юг), Отход – долгота (Восток-запад) I – зенитный угол, A – азимут.

- Метод минимальной кривизны.

В данном методе участок профиля скважины считается дугой минимальной кривизны между двумя точками измерений.

Уловные обозначения:

ΔВерт – фактическая вертикальная глубина, ΔШирота – широта (Север-Юг), ΔОтход – долгота (Восток-запад) I – зенитный угол, A – азимут, ΔMD – длина участка профиля скважины, RF – поправочный коэффициент, DL – искривление ствола скважины.

$$\Delta \text{Широты} = \frac{\Delta MD}{2} \times (\sin I_1 \times \cos A_1 + \sin I_2 \times \cos A_2) \times RF;$$

$$\Delta \text{Отход} = \frac{\Delta MD}{2} \times (\sin I_1 \times \sin A_1 + \sin I_2 \times \sin A_2) \times RF;$$

$$\text{Где } RF = \frac{360}{DL \times \pi} \times \tan \frac{DL}{2};$$

$$\text{и } DL = \cos^{-1} [\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \times \sin I_2 (1 - \cos(A_2 - A_1))];$$

Последние два метода расчета профиля скважин могут быть подвержены моделированию на ПО «Волга» и более детально вести расчет профилей скважин. Примером является модель скважины №1071 Ханчейского месторождения (Рис. 4).

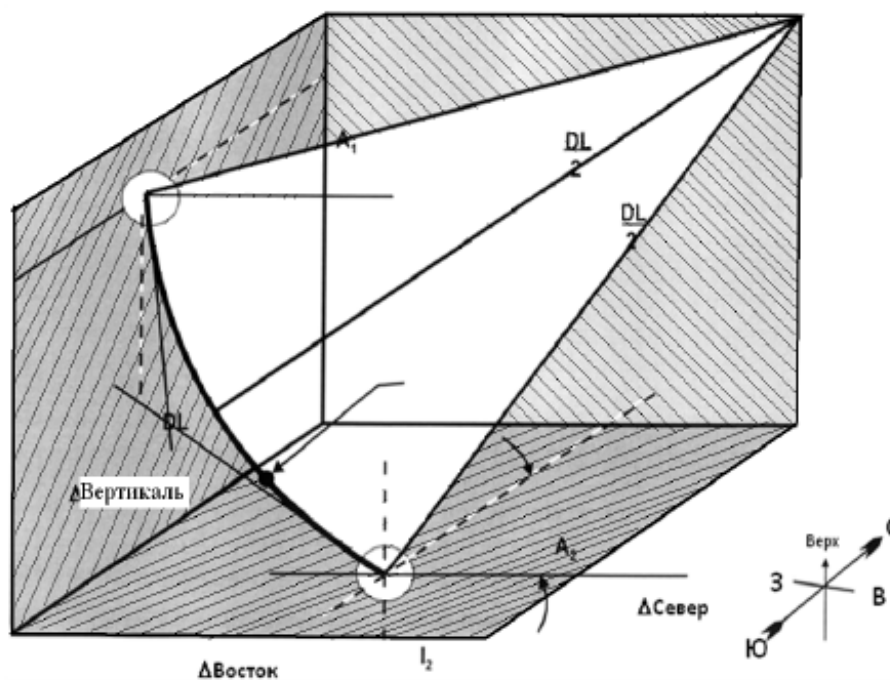


Рис. 3. Реализация метода минимальной кривизны

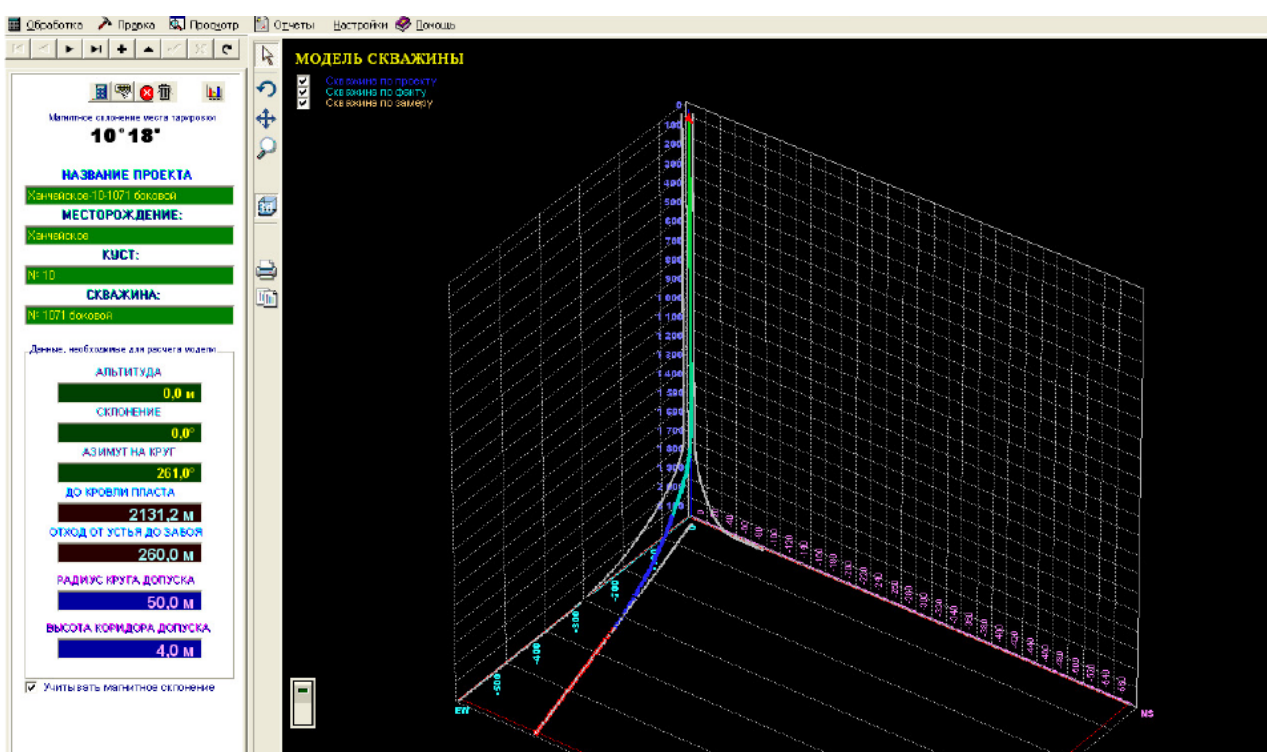


Рис.4. Модель скважины Ханчейского месторождения, выполненная на ПО «Волга»

Литература:

1. Левицкий А.З., Командровский В.Г., Тенишев В.М., Шилкин И.В. Компьютерные и информационные технологии в решении задач оперативного

управления бурением Ч. 1, 2, 3. М.: Нефть и газ, РГУНГ им. Губкина, 1999, 2000, 2001.

2. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и газ, РГУНГ им. Губкина, 1997.

3. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щебетов А.В. Геонавигация скважин. М.: Макс Пресс, 2008.

4. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. М.И., 2006.

УДК 622.248.33

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ

Рудковский Н.Д.(НДб-11-1), доц. Зайцев В.И. (ИрГТУ)

Бурение с отрицательным дифференциальным давлением (бурение на депрессии) представляет собой технологию, позволяющую осуществлять проходку ствола при давлении бурового раствора ниже гидростатического давления пласта, тем самым снижая или исключая повреждение и засорение пласта. Бурение на депрессии приносит значительные выгоды при горизонтальном бурении и бурении многоствольных скважин, а также во всех иных случаях, когда приходится сталкиваться с проблемами потери давления и циркуляции.

В связи с возросшими в настоящее время требованиями к качеству скважин, проблема сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов при их вскрытии является одним из наиболее эффективных способов повышения дебита скважин.

В нашей стране одним из первых работы по бурению на депрессии начали проводиться в регионе Пермского Прикамья. По результатам бурения на депрессии в этом регионе был получен дебит, как минимум в 2-4 раза превышающий проектный; время бурения уменьшилось в 2 раза. При этом ни одна скважина, пробуренная по данной технологии, не потребовала времени на освоение.

Бурение скважин при наличии свободного притока пластового флюида в скважину (при депрессии на пласт) эффективно как в условиях аномально низкого давления (АНПД), так и при вскрытии продуктивных пластов с аномально высокими давлениями. В условиях АНПД бурение глубоких скважин на депрессии возможно с промывкой пеной или аэрированной жидкостью.

Для вызова притока снижается давление столба жидкости в скважине ниже пластового, при котором пластовая жидкость начинает поступать в скважину и по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) на поверхность:

$$P_{заб} = \rho_{ж} Hg < P_{пл}$$

Где $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, заполняющую скважину; H – глубина залегания продуктивного пласта.

Интенсивное дренирование с одновременной очисткой призабойной зоны от загрязняющих материалов пласта должна обеспечить депрессия

$$\Delta P = P_{пл} - P_{зab}$$

Проницаемость, мкм ²	0,05	0,05-0,2	>0,2
Депрессия на пласт, Мпа:			
Слабозагрязненный	10-20	5-10	5
Загрязненный	15-20	40-15	10

Депрессия на пласт корректируется по мере накопления информации по конкретному месторождению (залежи, объекты освоения).

В скважинах, пробуренных на пласты, которые представлены слабосцементированными породами, с близко напорными водо- и газоносными горизонтами забойное давление снижают медленно (поэтапно, ступенчато): по скважинам глубиной до 3000 м $\rho_{б.р.}$ снижается за каждый цикл промывки на 300-400 кг/м³, а по скважинам глубиной свыше 3000м – на 200-400 кг/м³.

Давление p_y в межколонном пространстве у устья при замене бурового раствора на облегченный способом обратной циркуляции достигает максимума в тот момент, когда облегченная жидкость подойдет к башмаку колонны НКТ.

$$P_{max} = p_1 + p_2 + p_3,$$

где p_1 – давление, уравнивающее разность плотностей бурового раствора и воды.

$$p_1 = L_{нкт} (\rho_{б.р.} + \rho_{о.ж.})g$$

где p_2, p_3 – потери давления при движении соответственно воды в кольцевом пространстве и бурового раствора по колонне НКТ; $L_{нкт}$ – глубина спуска НКТ; $\rho_{о.ж.}$ – плотность облегченной жидкости.

Вызов притока и пласта с применением пен имеет ряд существенных преимуществ по сравнению с аэрированными растворами: достигается плавность запуска скважины в результате сравнительно легкого изменения средней плотности пены в широком диапазоне (снижение до 200 кг/м³); предотвращается проникновение бурового раствора (воды) в пласт за счет изолирующих свойств пены; достигается более эффективная очистка скважины от загрязняющих материалов (поскольку пена обладает высокой выносной способностью); дополнительно снижается забойное давление (на 25-30%) в результате самоизлива пены.

Приготовленная на поверхности пена ведет себя как буровой раствор, с большой интенсивностью вынося из скважины буровой шлам. Пониженный расход воздуха снижает требования к оборудованию, а относительно невысокая скорость восходящего потока в затрубном пространстве снижает эрозию стенок скважины.

При бурении с промывкой аэрированный буровым раствором газ (азот), подаваемый под давлением в буровой раствор, снижает плотность раствора и, следовательно, следовательно гидростатическое давление. Эта система существенно снижает потери циркуляции при низком давлении и наиболее эффек-

тивна при бурении в зонах с большой потерей циркуляции. В качестве основы очистного агента зачастую используется дизельное топливо.

При бурении на депрессии применяется широкий перечень специализированных узлов и оборудования. Азотно-компрессорные установки предназначены для извлечения азота из воздуха и закачки его в буровой раствор с целью понижения плотности раствора и создания условий депрессии на пласт. Установка включает газовые компрессоры высокого давления и мембранное устройство генерирования азота, работающее по непрерывной технологии, отфильтровывающее азот из воздуха и производящее 95-99% азота непосредственно на буровой площадке.

При бурении с депрессией происходит непосредственное притягивание пластового флюида в забой и при первичном вскрытии загрязнение пласта (скин-фактор) практически остается на начальном уровне, когда пласт не был вскрыт.

Применение бурения на депрессии важно и в условиях слабопроницаемых коллекторов Восточной Сибири, а также коллекторов, сложенных сильно-трещиноватыми доломитами рифейских отложений.

Для герметизации устья скважины при бурении с промывкой газожидкостной смесью (ГЖС) или пеной необходимо дополнительно устанавливать на устье скважины вращающийся превентор.

Для бурения на депрессии применяют, как правило, герметизированные системы циркуляции очистного агента (рис 1).

В значительной степени оптимизировать процесс бурения на депрессии и реализовать в полной мере преимущества технологии помогает сочетание технологии с применением гибких труб (колтюбинг), обеспечивающей действительную непрерывность и лучшую управляемость процесса, что значительно сокращает сроки и стоимость такого бурения.

Основное преимущество применения буровой установки с гибкой трубой заключается в устранении необходимости многократного соединения труб ограниченной длины, что, в свою очередь, позволяет проводить работы в действующей скважине и обеспечивает непрерывность и контролируемость процесса бурения при аномальном пластовом давлении.

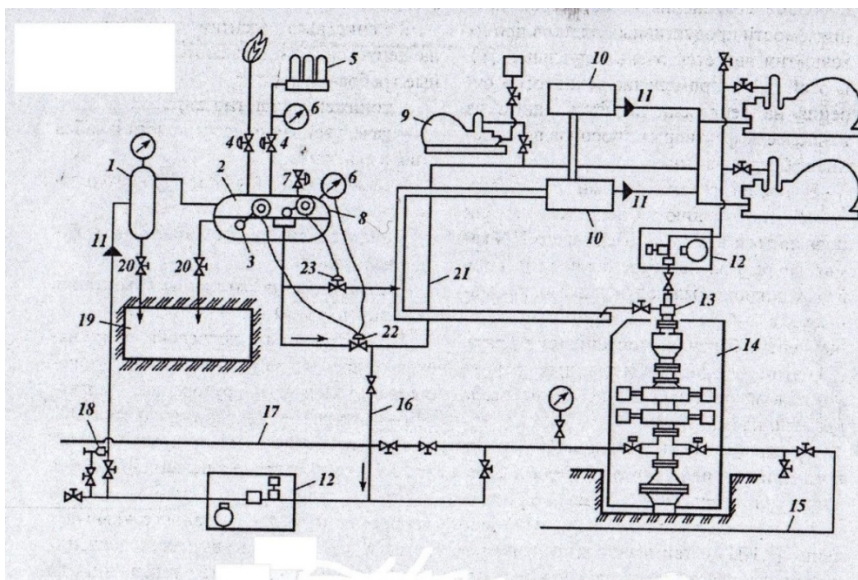


Рис.1. Герметизированная система циркуляции

Применение гибкой трубы позволяет осуществлять очень точный контроль за состоянием скважины как за счет более надежного уплотнения невращающейся непрерывной одноразмерной и гладкоствольной трубы, так и применения эффективной кабельной телеметрии. Использование кабеля, пропущенного внутри непрерывной гибкой трубы, позволяет получать данные о скважине и забойном давлении в реальном масштабе времени и со скоростью, намного опережающей скоростью систем беспроводной телеметрии.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при подобной обработке улучшает условия освоения скважин, а также упрощает очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

Процесс происходит с использованием передвижных азотных компрессорных станций типа ТГА и заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательные порции сжатого газообразованного газа и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока скважины.

Использование инертного газа (азота) значительно улучшает технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

Использование колтюбинга для промыва проппанта при пониженном гидростатическом давлении обеспечивает наилучшие условия для возвращения

скважины в эксплуатацию после проведения гидроразрыва пласта. Применение данной технологии повышает производительность скважины, увеличивает межремонтный период (МРП) ЭЦН и сокращает сроки возврата скважин в эксплуатацию по сравнению с традиционными методами освоения.

Типичная операция очистки скважины после проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) выглядит следующим образом:

- гибкие трубы спускаются в скважину при периодической подаче рассола до контакта с проппантом, оставшимся в стволе скважины после проведения ГРП.

- затем на поверхности в рассол закачивается азот с помощью передвижной станции ТГА.

- азрированный азотом рассол подается в скважину через гибкие трубы, очищая ствол скважины до заданной глубины. Общая скорость подачи жидкости и азота рассчитывается таким образом, чтобы создать в продуктивном пласте депрессию в несколько атмосфер.

- возвратный раствор проверяется на наличие проппанта и/или пластового песка. Для удаления всех твердых частиц и полной промывки скважины в азрированный азотом раствор добавляются пакки геля.

- после окончания промывки путем закачки одного лишь азота, с помощью передвижной станции ТГА, в течение шести часов осуществляется вызов притока и проводится освоение скважины.

По завершении испытания скважины на приток закачка азота прекращается. Использование смеси азота с рассолом позволило производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что позволило более эффективно удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта.

Литература:

1. Буровые комплексы/ под общ.ред. К.П. Порожского – Екатеринбург: Изд. УГГУ, 2013 – 768с.
2. Ворошилов И.В., Владыкин Д.В., Копачев Д.Н. Передвижные компрессионные станции. Жур. Бурение и нефть №10, 2013, с.59-62.

УДК 622.243.56

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ РОТОРНОЙ УПРАВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ В СРАВНЕНИИ С ВЗД. МОТОРИЗИРОВАННЫЕ РОТОРНО УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ

Сергеев А.В., студент; Заливин В.Г., доц. каф НГД, (ИрГТУ)

Применение роторных управляемых систем (РУС) повышает скорость проходки и качество ствола, уменьшает извилистость. Кроме того, РУС умень-

шают скручивающие и осевые нагрузки, а также явления подклинки-проворота (stick & slip) по сравнению с наклонно - направленным бурением с помощью забойных двигателей. Выбор роторных управляемых систем обеспечивает возможность бурения более длинных интервалов с равномерным диаметром стволов, что облегчает спуск обсадных труб.

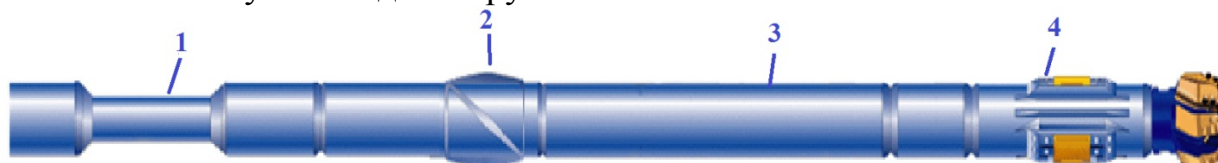


Рис. 1 - РУС. PowerDrive(Schlumberger);
1-Гибкий патрубок; 2-Калибратор; 3-Модуль системы управления;
4-Отклоняющий модуль;

Гибкий патрубок снижает жесткость КНБК, для увеличения тенденции т изменения параметров кривизны, является каналом связи между управляемой роторной системой и телесистемой; Калибратор необходим для управления поведением КНБК; Модуль системы управления - включает в себя электронный модуль, свободно вращающийся вокруг своей оси в направлении противоположном направлению вращения бурильного инструмента поддерживает постоянным направление отклонения педалей в соответствии с программой, записанной в память прибора при начальной установке или посланной с поверхности инженером; Отклоняющий модуль механическая часть, предназначенная для отклонения долота от оси вращения в заданном направлении. Он состоит из корпуса, отклоняющихся педалей, статора и управляющего клапана, стержня и фильтра.

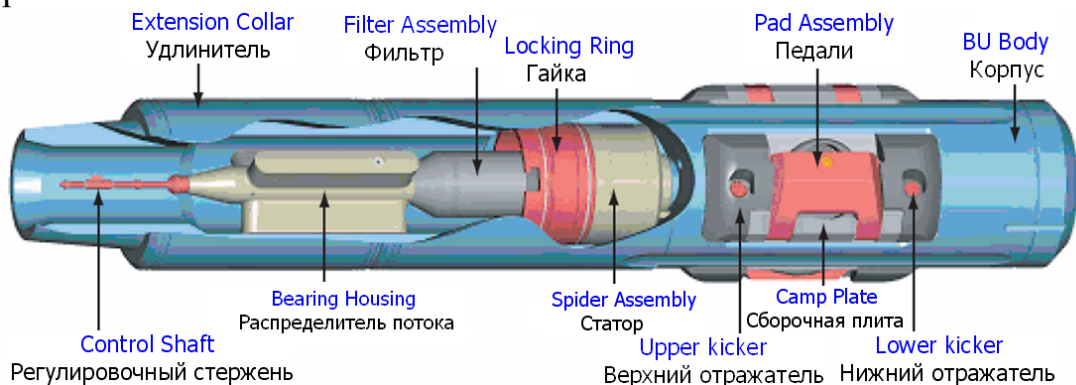


Рис. 2 - Механическая часть РУС., приводимая в действие буровым раствором.

Изначально бурение наклонно-направленных скважин высокопроизводительными забойными двигателями (ВЗД) может быть экономически эффективным. Однако различные проблемы, осложняющие заканчивание скважины, могут привести к значительным потерям времени и большим затратам. Обычно проблемы при наклонно-направленном бурении с использованием ВЗД возникают из-за неравномерного диаметра ствола и микроискривлений, которые могут осложнить спуск обсадной колонны. Существует постоянный риск прихвата трубы во время проводки длинных горизонтальных участков скважины с использованием забойных двигателей без вращения бурильной колонны. РУС, использующие технологию направления долота (point-the-bit), помогут избе-

жать такого рода проблем, возникающих при отклонении долота забойным двигателем (push-the-bit). По оценкам, 23% от всего мирового объема наклонно-направленного бурения осуществляется с помощью роторных управляемых систем. А это – \$3,5 млрд от расчетного объема рынка, равного \$15 млрд. И эта доля будет расти в связи с увеличением спроса на направленное бурение.

Правильный выбор инструмента имеет жизненно важное значение для добывающих компаний с точки зрения технических аспектов и затрат. Несмотря на то, что РУС могут заменять высокопроизводительные гидравлические забойные двигатели, обоснованность их применения в большинстве случаев гарантируется только при условии тщательного проектирования скважины и учета инженерно-технических особенностей. Роторная управляемая система не использует режим слайдирования для контроля направления скважины. Она постоянно вращается, направляя долото по желаемой траектории. Вращение всей бурильной колонны предотвращает прихваты и спиральное скручивание труб, обеспечивая передачу необходимой нагрузки на долото для оптимизации скорости проходки, экономии времени и средств. Попеременное бурение без вращения и с вращением бурильной колонны при использовании забойных двигателей может привести к существенным изменениям скорости проходки, особенно на горизонтальных участках.

Сравнивая проводку скважины с помощью РУС и ВЗД, можно обнаружить ряд серьезных моментов не в пользу последнего. Бурение длинных горизонтальных участков с помощью забойного двигателя крайне сложно, поскольку по мере увеличения длины участка контролировать положение отклонителя двигателя становится все сложнее. При слайдировании при помощи ВЗД бурильная колонна не вращается, буровой раствор находится в статичном состоянии, поэтому буровой шлам должным образом не выносится на поверхность и может скапливаться вокруг бурильной колонны, в результате чего происходит прихват. При проталкивании долота двигателем без вращения колонны сила трения увеличивается, однако постоянное вращение роторной управляемой системы устраняет данную проблему.

По мере увеличения длины ствола становится сложнее задать правильную скорость вращения в скважине для программирования роторной управляемой системы на бурение в необходимом направлении. Управление ВЗД осложнено в длинных боковых горизонтальных интервалах, где нижняя часть бурильной колонны лежит на стенке скважины и может скручиваться, крайне затрудняя поддержание точного положения отклонителя. Это приводит как к проблемам поддержания необходимого направления, так и к удорожанию бурения в связи с осложненной установкой отклонителя забойного двигателя. Однако, роторная управляемая система может программироваться не только изменением скорости вращения бурильной колонны, но и пульсациями давления с использованием специального наземного оборудования, что позволяет точно и оперативно задавать траекторию.

Роторные управляемые системы совместно с инструментами для каротажа в процессе бурения (LWD) позволяют получать отличные азимутальные

имиджи ствола и высокоточные каротажные данные благодаря ровному и точному диаметру ствола, получаемому в результате использования роторной управляемой системы. Каротажные данные более высокого качества позволяют геофизикам выполнять геонавигацию в пластах малой мощности. Например, получить точную азимутальную плотность и сопротивление ствола, используя геонавигацию при бурении забойными двигателями, невозможно ввиду отсутствия вращения во время слайдирования. Непрерывное же вращение РУС позволяет получать высококачественные имиджи в гладких и ровных стволах, гарантируя проводку скважины в центральной части продуктивного горизонта. Таким образом РУС позволяют повысить скорость проходки, улучшают очистку ствола, обеспечивают более гладкие стволы, точное размещение скважин и высококачественные каротажные данные наряду с более высоким качеством ствола и сокращением общих затрат.

Точное управление в различных условиях с помощью РУС Роторная управляемая система была успешно использована для проводки искривленного интервала и бурения скважины с коэффициентом отхода от вертикали 1,26 с последующим сложным интервалом, одновременным сбросом зенитного угла и разворотом азимута через истощенные пласты брента в Северном море.

При первом спуске в соответствии с планом был пробурен интервал от 3 370 до 5 718 м, при минимальной интенсивности набора угла 1,5 градуса на 30 м с минимально возможным крутящим моментом. Затем компоновка была поднята для замены бурового долота. При втором спуске был пробурен 1 209-метровый сложный интервал с трехмерной траекторией при точном контроле интенсивности набора угла 3,5 градуса на 30 м. РУС значительно превзошла высокопроизводительные забойные двигатели. С тех пор компания-заказчик рекомендует использовать технологию роторного управляемого бурения и каротажа в процессе бурения (LWD).

Аналогичная технология использовалась для бурения скважины в пласте Олмос в Южном Техасе с достижением мирового рекорда по общей длине проходки завершающего рейса, составившей 2 872 м. Компоновка с роторной управляемой системой использовалась для бурения интервала от 1 753 до 4 666 м, завершающего вертикальный интервал, интервал набора угла и горизонтальный участок. Скважина была построена с опережением графика на шесть дней, что привело к экономии порядка \$650 тыс. Длинная колонна заканчивания была спущена без регистрации каких-либо осложнений в процессе выполнения СПО.

Эволюция РУС привела к появлению моторизованных роторных управляемых систем. Технология предусматривает установку ВЗД в системе для увеличения скорости вращения долота при сохранении точного контроля направления РУС, тем самым исключая необходимость слайдирования.

В континентальной скважине в Австрии моторизованная роторная управляемая система была спущена для бурения на глубине от 1 148 до 1 932 м. Скорость проходки увеличилась с 5 м/ч до 15 м/ч по сравнению с соседними скважинами, в которых использовали традиционные РУС. Применяя данную техно-

логию, компания пробурила ствол на 132 м длиннее, чем максимальный ранее достигнутый отход, успешно выполнив все задачи по направленному бурению и при полном контроле направления проводки ствола.

Хотя приведенные примеры подтверждают эффективность роторных управляемых систем, ВЗД также могут обеспечить значительную экономию при условии, что они используются в соответствующих условиях. Технологии роторного управляемого бурения наилучшим образом подходят для тонких продуктивных горизонтов, где необходим исключительно точный контроль проводки.

В определенных условиях ВЗД способны обеспечить ощутимую экономию, хотя технология роторного управляемого бурения имеет определенные преимущества по сравнению с забойными двигателями, существуют ситуации, когда последние являются более оптимальным решением. Сравнивая РУС с ВЗД, важно точно оценить экономию, получаемую от использования роторной управляемой системы, с учетом всех работ, а также поломок дорогостоящего оборудования и расходов в результате потери инструмента в скважине.

Например, если РУС будет потеряна в скважине во время бурения, стоимость замены данного оборудования может превысить \$1 млн. А замена ВЗД обойдется примерно в \$200 тыс. Если главная проблема заключается в неустойчивости ствола, что может привести к потере КНБК, возможно, лучшим выбором станет именно забойный двигатель.

Высокопроизводительные забойные двигатели в отличие от РУС совместимы со всеми долотами. Использовать определенное долото, исходя из свойств пласта, который предстоит пробурить, с РУС может быть невозможно. Кроме того, в случае неправильного выбора долота может снизиться и скорость проходки.

РУС зависит от наземной буровой установки для придания необходимой ей скорости вращения. Небольшие буровые установки не могут обеспечить скорость, необходимую для максимальной эффективности роторной управляемой системы, сводя на нет ее преимущества. Моторизованная РУС может использоваться для обеспечения необходимой скорости вращения, но значительно увеличит общую стоимость работ. Высокая скорость вращения роторной управляемой системы может вызвать износ обсадной колонны и повреждение бурильной колонны.

Если по каким-либо причинам применение РУС невозможно, то ВЗД может обеспечить аналогичные показатели там, где точный контроль направления не столь важен.

Высокопроизводительные забойные двигатели оснащаются усовершенствованными резиновыми эластомерами, обеспечивающими повышенный крутящий момент, хорошую мощность и высокую эффективность. Они также способны достигать более высокой интенсивности набора угла по сравнению с РУС.

Хотя скорость проходки может быть сопоставима с роторными управляемыми системами, ВЗД чаще всего не обеспечивают надлежащей очистки ство-

ла, равномерного номинального диаметра, и приводят к варьированию интенсивности набора угла. В конечном итоге пострадает качество ствола скважины, что приведет к ухудшению качества каротажных данных и осложнит спуск обсадной колонны и закачивание.

Правильно спроектированная конструкция скважины и оценка КНБК в комплексе с высокопроизводительным забойным двигателем может способствовать получению исключительных результатов. В определенных ситуациях ВЗД может превзойти роторные управляемые системы. Высокопроизводительный забойный двигатель использовался на шельфе Катар для уменьшения вибрации и количества слайдов. Интервал длиной 1 033 м был пробурен в интервале набора угла при увеличении зенитного угла с 33 до 55 градусов со средней скоростью проходки 38,7 м/ч. Двигатель превзошел ожидаемую скорость проходки и был установлен новый рекорд для данного интервала. Разработанная конструкция КНБК снизила необходимость бурения в режиме слайдирования до 4% от общего интервала с сохранением запланированной траектории скважины.

Обоснованный и технически корректный выбор технологии – РУС или ВЗД – может значительно повысить производительность и снизить затраты. Выбор должен осуществляться исключительно на основании тщательного проектирования и расчета затрат, при этом следует учитывать вид долота, характер породы, конструкцию обсадной колонны, температуру и давление в скважине, технические характеристики буровой установки и другие аспекты. Роторная управляемая система предпочтительна при бурении сложных участков с малым радиусом допуска. Высокопроизводительный забойный двигатель может обеспечивать такие же результаты, что и РУС, в более мощных пластах и в случае, когда слайдирование будет сведено к минимуму.

Библиографический список:

1. Прохоров Л.В. Преимущества и недостатки РУС. / Л.В. Прохоров, М.М. Гордеев //Oil and gas eurasia. – 2013. - №5. – С. 29–30.
2. www.burintekh.ru. Научно производственное предприятие «БУРИНТЕХ»

УДК 622.24.051

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ PDC

Губина М.А. (НБ-10-1), доц. Зайцев В.И. (ИрГТУ)

PDC долота оснащены поликристаллическими алмазными зубками (Polycrystalline Diamond Cutter), что и дало им классификацию PDC-долота. В зависимости от серии норма проходки на долота может достигать 800-1000 метров до первого ремонта. К основным достоинствам долот с алмазотвердосплавными пластинками (АТП) относятся отсутствие в их конструкции

подвижных частей, высокая износостойкость, самозатачивающееся действие резцов и низкая требуемая осевая нагрузка на долото. Для создания режущего действия требуется осевая нагрузка на долото на порядок меньше, чем для шарошечных долот при тех же или больших скоростях бурения. Высокая устойчивая механическая скорость бурения обусловлена острой режущей кромкой резцов, низкой скоростью их износа и эффектом самозатачивания резцов во время бурения. Самозатачивание резцов происходит в результате некоторого опережающего изнашивания твердосплавной основы по сравнению с износом алмазного слоя. Высокая износостойкость вооружения обеспечивает большие проходки на долото при условии применения их по назначению.

Практика показывает, что при бурении скважин долота PDC обеспечивают проходку на инструмент 900-1000 м при средней механической скорости бурения до 28-35 м/ч [1]. Такие результаты были получены при промысловых испытаниях на Федоровском месторождении в зоне деятельности Сургутнефтегаз, на месторождении Талакан в Восточной Сибири и др. Долота PDC предназначены для бурения скважины сплошным или кольцевым забоем (бурголовики), применяются бицентричные долота-расширители и специальные долота (зарезные, для разбуривания цементных пробок, пикобуры).

Основу элемента вооружения составляют алмазно-твердосплавные таблетки (диски), получившие название стратапакс. Алмазный слой на передней поверхности резца имеет толщину 0,6-0,8 мм.

Центральная часть долот PDC выполняется в виде вертикальных или спиральных лопастей, защищенных от истирания наплавкой из твердого сплава. Промывка осуществляется через твердосплавные насадки, максимально приближенные к забою. Количество лопастей варьируется от трех до двенадцати и зависит в основном от свойств буримых пород: чем тверже долота, тем больше лопастей и тем меньше сечение шламовых каналов.

Породоразрушающие вставки размещаются в трех основных зонах долота: основное вооружение, второй ряд вооружения, калибрующая часть. Основное вооружение может быть представлено как вертикальными, так и цилиндрическими зубками.

Большие размеры резцов позволяют обеспечить их выступ над корпусом долота до 15 мм. При этом создаются хорошие условия для удаления шлама из зоны разрушения (Рис. 1).

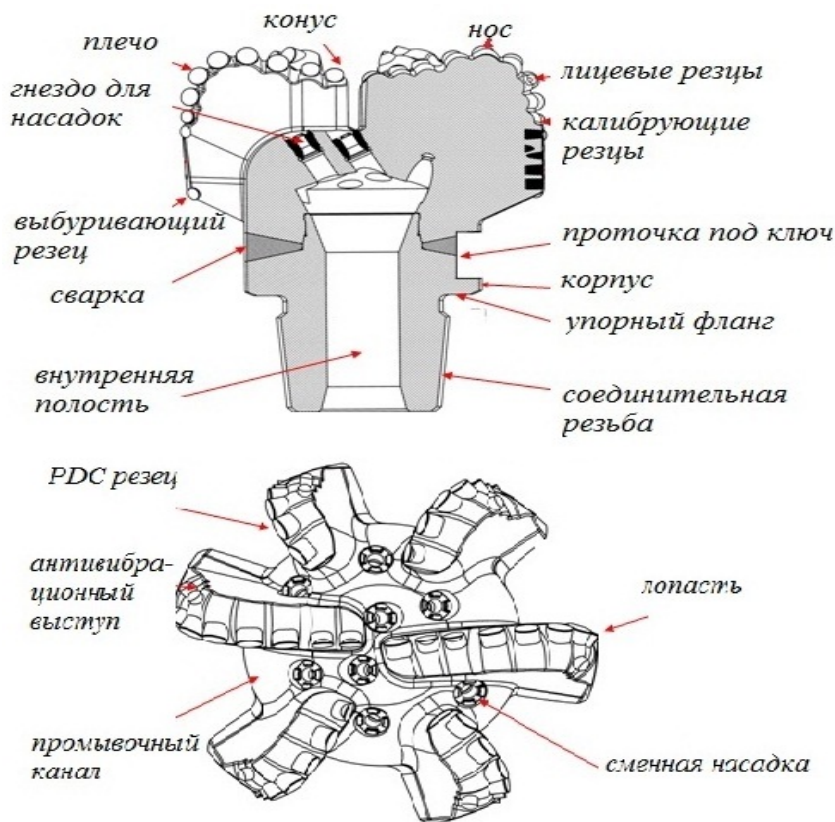


Рис. 1. Долота PDC

Однако до сих пор применение долот типа PDC для бурения пород средне-твердых и твердых, а также средне- и высокоабразивных проблематично. Анализ состояния долот PDC после бурения в различных породах показывает неравномерность износа, а иногда и разрушение резцов по профилю долота.

Долота со стальным корпусом лучше выдерживают ударные и крутильные нагрузки. Они используются для мягких пород и скважин большого диаметра. Матричные долота значительно дороже, но более долговечны и износостойки. Они более устойчивы к эрозионному воздействию и износу абразивными породами. Матричные долота предпочтительно использовать при бурении с раствором, содержащим значительную твердую фазу, при бурении с высоким расходом и давлением промывочной жидкости, а также при бурении скважин с большой длиной рейса в породах средней и высокой твердости.

Рассмотрим схему процесса резания-скалывания породы одним резцом типа PDC (Рис. 2). Основную роль при бурении породы играет нормальная сила F_n , ориентированная под прямым углом к передней поверхности резца. В процессе преодоления сопротивления породы происходят колебания величины и направления силы из-за постоянно меняющихся упруго-пластичных и прочностных свойств горной породы. Немалую роль в этом играет наличие трещи-

новатости, пропластков, упругих колебаний инструмента и пр.

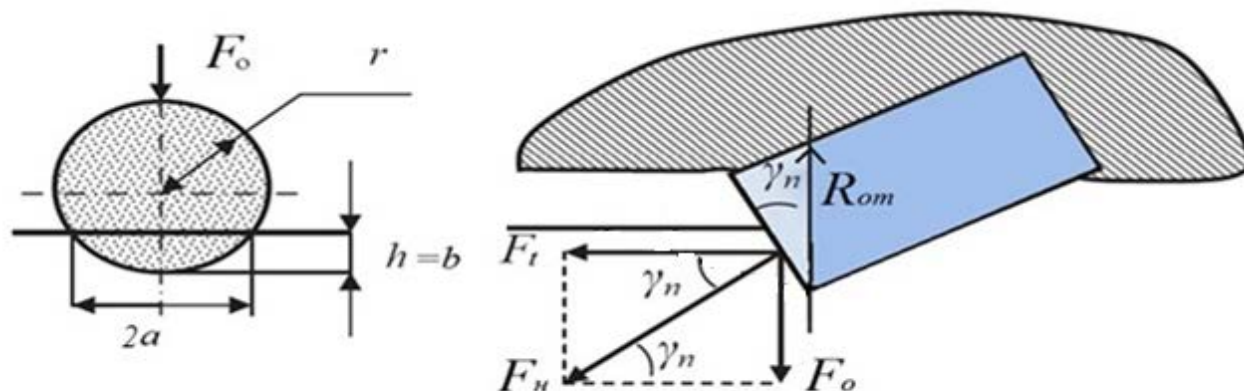


Рис. 2. Схема к анализу процесса резания-скалывания породы резцом PDC

При этом происходят колебания толщины снимаемого слоя, которые еще больше усиливают крутильные колебания бурильной колонны. Для того, чтобы лучше понять механизм работы нормальной силы F_n разложим ее на составляющие: тангенциальную F_t , совершающую срезание слоя породы, и осевую F_o , разрушающую породу путем ее сжатия и экструзии (выдавливания). Соотношение между ними следующее:

$$F_n = \frac{F_t}{\cos \gamma} = \frac{F_o}{\sin \gamma} \quad \text{и} \quad F_t = \frac{F_o}{\tan \gamma}, \quad (1)$$

где γ – отрицательный передний угол резца, при этом угол резания получается тупой, то есть больше 90° . Угол резания определяет наклон нагруженной рабочей поверхности резца по отношению к горизонтальной плоскости. При изучении стойкости (ресурса работы за рейс) резцов были получены следующие результаты: для матрицы, изготовленной из дисперсионно твердеющего сплава ВК8 необходимо применять отрицательный передний угол $\gamma_n \geq 20^\circ$, для двухкарбидного сплава Т5К10 $\gamma_n \geq 25-30^\circ$, для трехкарбидного ТТ10К8Б и ТТ7К12 $\gamma_n \geq 15^\circ$.

При малых значениях переднего угла условия срезания слоев горной породы улучшались, а затрачиваемый момент кручения бурильной колонны и мощность уменьшались, механическая скорость бурения также увеличивалась. Наилучшие результаты, полученные для сплава, состоящего из карбидов тантала, титана и вольфрама, объясняются повышенной его прочностью, упругостью и ударной вязкостью.

Форма площади, разбуриваемая резцом, представляет собой площадь половины эллипса с полуосями a и b . Размер площади, формируемой передней гранью инструмента равен

$$S_{пл} = 0,5 * \pi * a * b * \cos \gamma_n = 0,5 * \pi * a * h * \cos \gamma_n, \quad (2)$$

где h – глубина срезаемого слоя породы.

Если резец устанавливается в долоте с небольшим разворотом под углом $\varphi_{рез}$, то есть нормальная сила F_n не перпендикулярна передней поверхности резца, то такое положение резца только ухудшает процесс резания-скалывания, так

как не вся калибрующая часть резца участвует в работе. А объем разбуриваемой массы породы при этом уменьшается. Отсюда площадь разбуривания равна

$$S_{пл} = 0,5 * \pi * 2a * b * \cos\gamma_n * \cos\varphi_{рез}, \quad (3)$$

Разбуриванию поверхностного слоя забоя помогает нарост в виде клина, который образуется на рабочей (передней) поверхности резца. Нарост возникает, растет и срывается благодаря высокому удельному давлению на породу и неровностям рабочей поверхности алмазно-твердосплавной таблетки. Форма и размер нароста зависит от скорости рыхления породы и ее свойств.

Для обеспечения условий прочности твердосплавной подложки рекомендуется у резцов на периферии применять больший отрицательный угол, чем у резцов расположенных ближе к оси. Линейная скорость резцов на периферии долота составляет 3-5 м/с, что приводит к большим динамическим (ударным) нагрузкам и выходу инструментов из строя.

Для того чтобы резцы долота изнашивались с одинаковой интенсивностью (при одинаковом их вылете), необходимо резцы с малым модулем переднего угла устанавливать ближе к оси долота. Что касается диаметра алмазно-твердосплавной таблетки, то резцы, работающие на периферии, должны иметь больший диаметральный размер из-за более напряженной их работы. Причина этого и более высокая температура при резании-сдвиге из-за повышенной скорости вращения долота и масштабный фактор, влияющие на износ режущих и давящих кромок поликристаллов. Номинальные диаметры вставок у долот: 8, 10, 13, 16 и 19мм. График зависимости усилия резания-скалывания породы от скорости обработки породы (Рис. 3) показывает почти пропорциональную их зависимость: во сколько раз увеличилась скорость, во столько же раз увеличивается усилие резания-скалывания породы [2]. Чем меньше модуль переднего угла резца, тем большая часть работы, выполняемая инструментом, относится к процессу резания, а меньшая - к скалыванию.

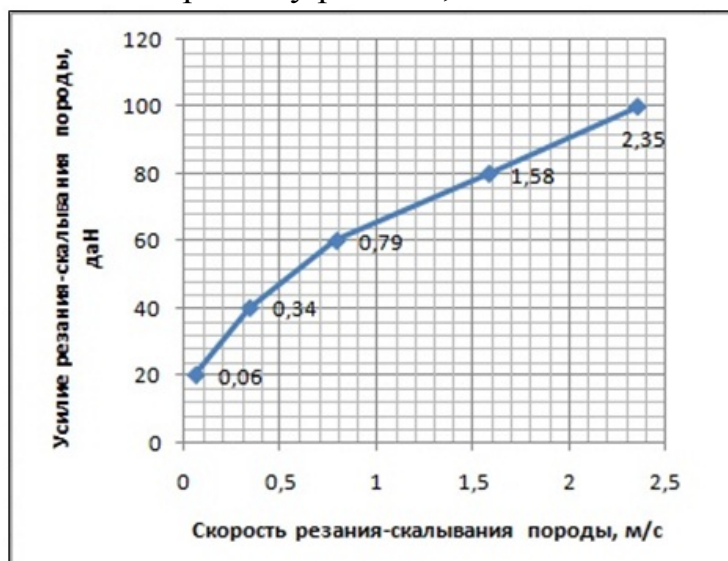


Рис. 3. Зависимость усилия резания-скалывания породы от скорости резания скалывания

висят от величины радиуса r по отношению к оси долота.

Из-за повышенной хрупкости и чувствительности к изменению условий резания-скалывания положительный угол γ_n на резцах с твердосплавной матрицей не применим, тем более в трещиноватых горных породах и при наличии в породе твердых включений. При этом возможны появления сколов и трещин в твердом сплаве и полном выходе из строя резца. Особенно это важно для резцов, находящихся на периферии долота, где линейные скорости значительны и за-

$$V_{\text{рез}} = \omega * r \quad (4)$$

При конструировании долот PDC необходимо учитывать реакцию R_{om} , отжимающую силу горной породы на резцы инструмента. Она направлена вертикально вверх и уменьшает величину осевого усилия F_o , а, соответственно, и глубину снимаемого пласта породы. Величина отжимающей реакции R_{om} зависит, в первую очередь, от допускаемого напряжения буримой породы на сжатие. Данная реакция зависит также и от линейной скорости резца по забою скважины. При их увеличении значение отжимающей силы также возрастает. При этом уменьшается глубина резания-скалывания породы. Для сохранения заданной глубины снятия горной породы следует несколько повысить осевую нагрузку на инструмент, например, при помощи регулятора подачи долота на забой.

Глубину резания одним резцом, расположенным на конкретном радиусе долота можно менять изменением количества резцов на радиусе и угловым их расположением в плане долота. Поскольку резец в процессе бурения движется по спирали с шагом, равным проходке за один оборот долота t_i , то глубина резания i -ым резцом, расположенным на некотором радиусе долота, определяется как

$$t_i = t * \alpha_i / 360, \quad (5)$$

где t – проходка за один оборот долота;

α_i – угол в градусах на плане долота между i -ым резцом и резцом, находящимся на одном радиусе с i -ым и разрушающим забой перед ним.

Зависимость между отжимающей силой R_{om} и режущей составляющей F_t определяется как

$$R_{от} = F_t * \sin \gamma_{\pi} * \cos \gamma_{\pi} \quad (6)$$

Данная формула получается проецированием тангенциальной силы на плоскость, в которой действует отжимающая силы. При γ_{π} равной 20° :

$$R_{om} \approx 0,3 * F_t. \quad (7)$$

Согласно формуле (1) $R_{om} = F_o$. То есть, реакция отжатия долота будет зависеть, в первую, очередь, от предела прочности породы на сжатие-скалывание.

Предельные нагрузки на долото определяются в значительной степени конструкцией самого долота – количеством и размерами основных резцов - и могут достигать 0,5т на один резец и составлять для долота от 4 до 24т. с уменьшением размера резца (диаметра) уменьшается и максимальная нагрузка.

Частоты вращения определяются типом буримых пород и применяемым забойным двигателем и достигают величин 600-650 об/мин. Как правило, в технических характеристиках каждого выпускаемого долота указывается рабочий диапазон нагрузок, максимальная нагрузка на долото и диапазон частот вращения.

Из вышеприведенного можно сделать вывод, что долота с пластинами стратапакс – это высокоэффективный инструмент. При роторном бурении и бурении винтовыми забойными двигателями долота этого типа по сравнению с шарошечными долотами увеличивают механическую скорость проходки в 2 раза, проходку на долото в 3-7 раз при сопоставимом крутящем моменте.

Долота PDC, выпускаемые ВолгаБурМаш, проектируются с поддержкой всех 9 уровней управляемости, принятых в мировой практике, что особенно важно при проходке наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Литература

1. Че В.В., Заливин В.Г. Эффективность применения долот PDC на нефтяных месторождениях Западной и Восточной Сибири. Сб. трудов. – Иркутск: ИрГТУ, 2012. – Вып.12. -180с.
2. Нескормных В.В., Борисов К.И., Пушмин П.С. Аналитическое исследование установившейся глубины резания-скалывания при разрушении породы резцами PDC.-Иркутск: Известия Сибирского отделения Секции наук о земле РАН №2, 2013. – с. 78-85

УДК 622.24.053.9

БУРОВЫЕ ЯССЫ

Мартынов Н.Н., студент; Заливин В.Г., доц. каф НГД, (ИрГТУ)

Впервые ясс был применен Уильямом Моррисом при бурении соляной шахты при ударно-канатном бурении в 1830 году. Значимым улучшением и доработкам ясс был подвергнут в руках нефтяных бурильщиков.

Яссы – это инструменты для нанесения сильных ударов по прихваченной колонне сверху вниз или снизу вверх. В настоящее время яссы подразделяют по целевому назначению на ловильные и бурильные. Хотя при конструировании используются одни и те же основные принципы, яссы разного назначения сильно отличаются по использованию. Кроме того, яссы делятся по принципу действия - на гидравлические и механические.

Механизмы прихвата труб.

Когда статическая сила, необходимая для перемещения бурильной колонны, превышает максимальную мощность буровой установки или предел прочности бурильной колонны на растяжение, происходит прихват бурильной колонны. Труба застревает, и ее невозможно ни сдвинуть вверх или вниз, или повернуть. Прихват трубы может произойти во время бурения, наращивания, каротажа, опрессовки или любых других работ, производимых при спущенном в скважину оборудовании. Существуют два основных типа прихвата трубы: механический и дифференциальный (рис.1).

Механический прихват обычно случается при движении бурильной колонны и вызывается физическим препятствием или ограничением. Есть три основных причины прихвата трубы: закупорка, образование пробки и влияние геометрии ствола.

Дифференциальный прихват происходит, когда труба неподвижна или

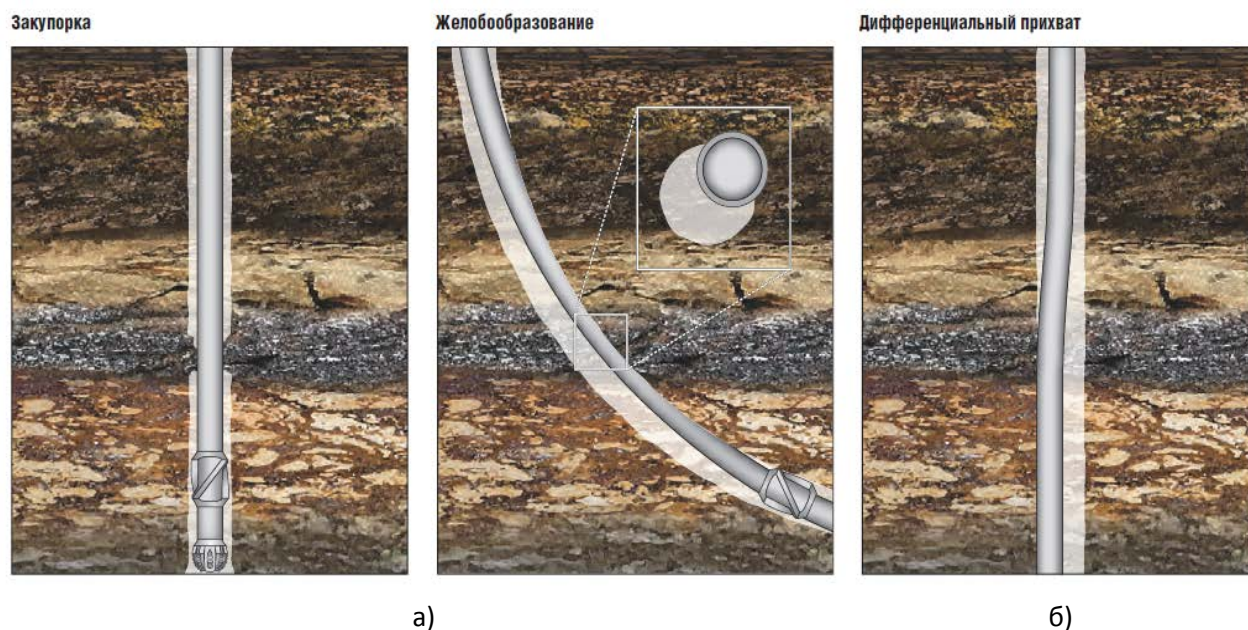


Рис.1 Виды прихватов труб: а – механические, б – дифференциальные.

движется очень медленно. Его причиной является избыточное давление бурового раствора, – когда гидростатическое давление столба бурового раствора превышает поровое давление проницаемого пласта, – вследствие чего труба вдавливается в стенку скважины. Причиной таких осложнений могут быть повышенное гидростатическое давление, толстая фильтрационная корка бурового раствора, высокая плотность бурового раствора, а также высокое содержание в нем твердых примесей.

Когда инженеры имеют представление о возможных механизмах и причинах прихвата трубы, они могут подобрать оптимальное место размещения ясса на раннем этапе проектирования, что обеспечит максимальную эффективность его использования. Кроме того, операторы, понимающие эти принципы, лучше подберут правильную силу и продолжительность удара яссом для конкретных внутрискважинных условий в случае прихвата.

Бурильные яссы следует размещать в растянутой части буровой колонны над ее нейтральным сечением (рис.2). Если они окажутся в переходной зоне, то подвергнутся изгибающим напряжениям, что будет способствовать их преждевременному выходу из строя.

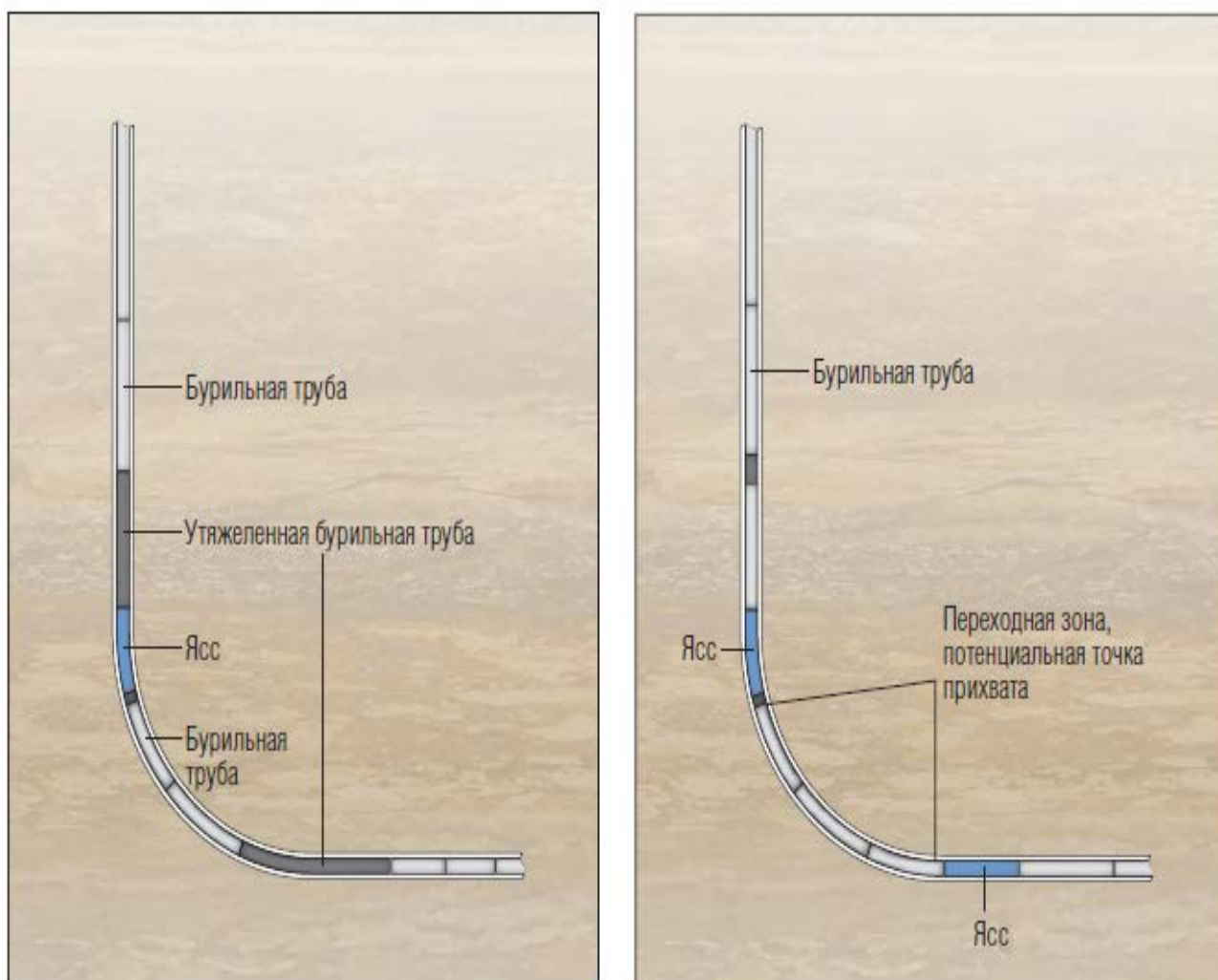


Рис.2 Размещение яссов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

Элементы колонны необходимо спускать в скважину строго в определенной последовательности, так как каждый из них выполняет специфические функции. В последнее время многие компании используют компьютерные программы для наиболее эффективного места установки ясса в колонне буровых труб, для обеспечения оптимальной силы и импульса ударного воздействия на точку прихвата.

Гидравлические ясы используют гидравлическую жидкость для того, чтобы дать время бурильщику установить необходимую нагрузку на колонну прежде, чем ясс сработает (рис.4). Гидравлический ясс предоставляет это вре-

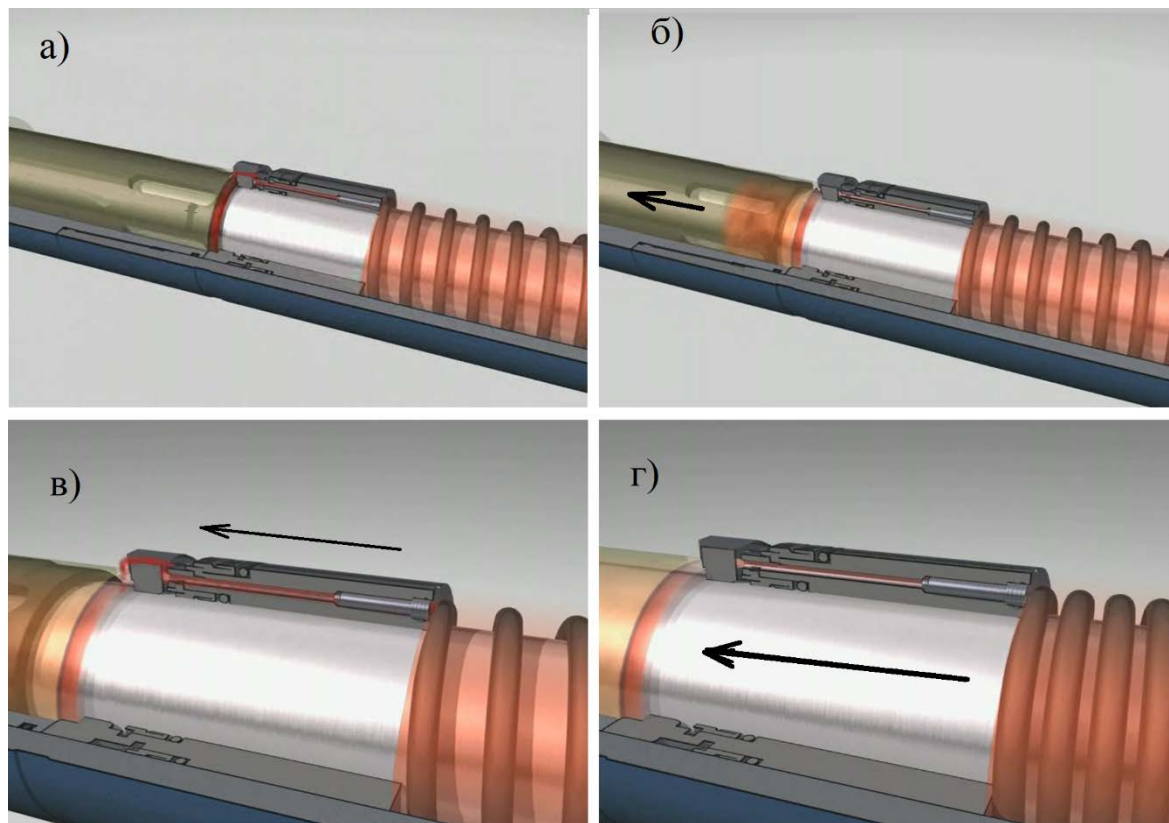


Рис.4 Принцип действия гидравлического ясса вверх.

а) Ясс приведен в рабочее состояние. ;б) Бурильщик начинает медленный подъем буровой колонны и следственно верхнюю часть ясса.; в) Гидравлическая жидкость начинает перетекать из одной цилиндрической камеры с большим количеством жидкости в камеру с меньшим количеством , через канал малого диаметра.; г) Когда жидкость в камере с меньшим количеством гидравлической жидкости достигает определенного уровня, то шток резко двигается вверх и создает удар.

мя путем продавливания некоторого количества гидравлической жидкости через маленькое отверстие. Поэтому гидравлические ясы не чувствительны к нагрузке, а чувствительны к времени. Когда ясс сработает, колонна резко подастся назад, ускоряя верхние муфты и буровую трубу до тех пор, пока не будет пройден весь свободный ход ясса. После этого, ясс резко останавливает движущиеся муфты и буровую трубу и вызывает направленный вверх динамический удар, усилие которого направлено вниз к месту застревания. Этот цикл может повторяться столько раз, сколько это необходимо, путем опускания нагрузки на ясс и повторения предыдущего цикла.

Механический ясс - это телескопический ударный инструмент чисто механического действия (рис5). Удар, передаваемый прихваченной колонне, наносится утяжеленными трубами, получившими разгон на участке движения, равном длине хода ясса при переходе из раскрытого положения в закрытое.

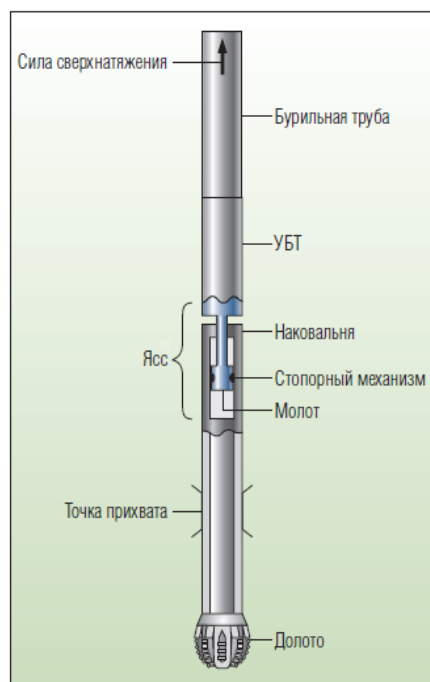


Рис.5 Компоновка механического ясса

Механический ясс срабатывает тогда, когда бурильщик приложил нагрузку, равную заданной. Поэтому термины гидравлический ясс или механический ясс фактически относятся к методу, вызывающему срабатывание ясса.

Одной из последних перспективных разработок можно считать крутильные яссы (рис.6). Общепринято, что применяемые яссы наносят удары, направленные или вверх или вниз.

В промышленной практике часто случаются аварии, когда прихваченным оказывается протяженный участок рабочей колонны труб. При таких авариях целесообразнее попытаться извлечь прихваченные трубы по частям путем их последовательного отвинчивания. Как показал опыт, производить процесс отвинчивания обычным способом – путем статической передачи крутящего момента с поверхности неэффективно. Гораздо эффективнее отвинчивание их путем приложения ударных крутящих моментов на отворот с помощью крутильных яссов.

Известно, что работа обычных яссов осложняется при их установке в наклонно-направленных и горизонтальных участках ствола скважины. Это объясняется тем, что часть осевой нагрузки, прикладываемой с поверхности к рабочей колонне труб, не доходит до ясса и теряется вследствие сил трения.



Рис. 6 Крутильный ясс

Полевая практика применения крутильных яссов также показала, что при их работе с верхним приводом бурового станка, испытывает значительно меньшие реактивные ударные нагрузки, обусловленные работой ясса, что способствует большей сохранности бурового оборудования. Эти яссы могут воздействовать на прихваченный в скважине объект ударами по часовой стрелке, против часовой стрелки, а также ударами вверх или вниз в разных сочетаниях.

Буровой акселератор ударного усилия (рис.7) разработан для совместного использования с бурильным яссом для повышения ударных

усилий, прилагаемых на точку прихвата бурильной колонны при работе яса.

Усилитель может работать механически как вверх, так и вниз, повышая силу удара и производительность ясса.

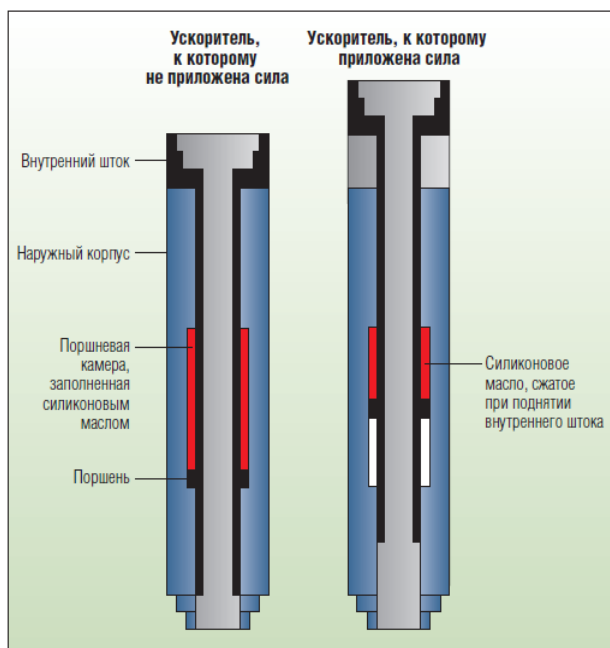


Рис. 7 Строение ускорителя ясса

Усилитель устанавливается в бурильную колонну над ясом и автоматически регулирует нагрузку, прилагаемую вверх или вниз, обеспечивая максимальное ускорение ударной массы, что повышает силу удара и интенсивность импульса. Хотя ускорители яссов рекомендуются для всех типов скважин, они особенно полезны при бурении скважин с большой интенсивностью искривления или горизонтальных скважин, пластических солевых интервалов, зон с высокой вероятностью дифференциального прихвата, скважин высокой степенью сопротивления бурильной колонны.

Литература:

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. "Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин". 2000г.
2. www.burintekh.ru Научно производственное предприятие «БУРИНТЕХ»

УДК 622.248.

КОМБИНИРОВАННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ КОЛОННЫ ДЛЯ ПРОХОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ И БОКОВЫХ СТОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА С ПРИМЕНЕНИЕМ АЛЮМИНИЕВЫХ ТРУБ.

Шалабудов А.В. (НДб-11-1), доцент Зайцев В.И.(ИрГТУ)

Основным ограничением при бурении протяженных горизонтальных участков стволов малого диаметра и боковых стволов являются силы сопротивления перемещению и вращению бурильной колонны (БК), преодоление которых вызывает в трубах повышенные сжимающие усилия и крутящие моменты в процессе передачи осевой нагрузки и момента долоту.

Наиболее опасным следствием действия сжимающих нагрузок является локальная потеря БК продольной устойчивости сначала в форме плоской синусоиды, переходящей, по мере увеличения сжимающей нагрузки, к виду пространственной спирали – так называемый «баклинг». Превышение сжимающих усилий сверх критических нагрузок «баклинга» сопровождается прогрессирующим ростом прижимающих усилий в контакте «БК – стенки скважины», что

приводит к подклинке инструмента в скважине. Наиболее часто «баклинг» наблюдается при бурении в режиме «слайдинга», т.е. без вращения БК при корректировке пространственного положения ствола скважины. При бурении с вращением инструмента «баклинг» проявляется также в формах колеблющейся плоской синусоидальной или пространственной змейки, планетарно обкатывающейся вокруг оси скважины.

Установлено, что квадрат критической нагрузки, приводящей к «баклингу» в горизонтальном стволе, прямо зависит от распределенного веса труб в буровом растворе и изгибной жесткости сечения тела трубы. Следует особо отметить, что, чем короче бурильная труба и чем меньше расстояние между замками и протектором, тем выше ее продольная устойчивость. Проведенные компанией ЗАО «Акватик» теоретические и экспериментальные исследования показали, что критические силы синусоидального и спирального «баклинга» для оснащенных протектором бурильных труб длиной 9,3 и 12,2 м, соответственно, на 25 – 50% выше, чем у таких же труб, не имеющих протектора.

Одним из радикальных методов повышения эффективности бурения и увеличения протяженности горизонтальных участков скважин является применение так называемых комбинированных компоновок БК, в состав которых в нижней части колонны включены секции легкосплавных бурильных труб повышенной надежности (ЛБТПН).

К основным свойствам, отличающим алюминиевые бурильные трубы от стальных (СБТ), относятся небольшой вес, высокий коэффициент плавучести в буровом растворе, коррозионная стойкость в агрессивных средах (сероводород и углекислый газ), более высокая по сравнению с СБТ гибкость, облегчающая вписываемость труб в сильно искривленные участки ствола и т. п.

Замена на горизонтальных участках ствола СБТ на ЛБТПН, собственный вес которых в буровом растворе более чем в три раза меньше, приводит, соответственно, к снижению прижимающих нагрузок, а следовательно, сил и моментов трения, а также напряженно-деформированного состояния всей БК. Однако ограничением для алюминиевых труб могут явиться критические силы «баклинга», которые у СБТ при близких габаритных размерах выше, чем у ЛБТПН, за счет большей жесткости, т.е. эффективность замены СБТ на ЛБТПН, в том числе для увеличения длины бурения горизонтальных участков ствола, зависит, в конечном счете, от соотношения весовых параметров и критических сил «баклинга» для сопоставляемых труб.

Благодаря достигнутым высоким эксплуатационным характеристикам ЛБТПН (ЛБТВК) получили широкое распространение при бурении скважин роторным и комбинированным способами практически во всех нефтяных компаниях страны.

Для бурения горизонтальных стволов диаметром 120,6 – 132,0 мм ООО «Акватик – Бурильные трубы» разработаны и рекомендуются к применению алюминиевые бурильные трубы ЛБТПН 90х9П; а для стволов диаметром 139,7 – 152,4 мм следует использовать ЛБТПН 103х11П и ЛБТПН 103х11С. Изготов-

ление таких труб осуществляется в ООО «Бурильные трубы» и ОАО «Серовский механический завод».

Для повышения продольной устойчивости, лучшего центрирования в горизонтальном стволе скважины, а также с целью долговременной защиты основного тела трубы от абразивного износа ЛБТПН 90х9П и ЛБТПН 103х11П снабжены протекторами, расположенными в средней части трубы.

Бурильная труба ЛБТПН 103х11С имеет сплошное спиральное оребрение наружной поверхности, что способствует не только повышению продольной устойчивости трубы, но и обеспечивает лучшее центрирование и более качественную очистку «лежачей» стенки ствола горизонтальной скважины от выбуренного шлама.

Конструкция этих труб приведена на рис. 1 и 2; а номинальные геометрические размеры, весовые параметры и основные прочностные характеристики – в табл. 1.

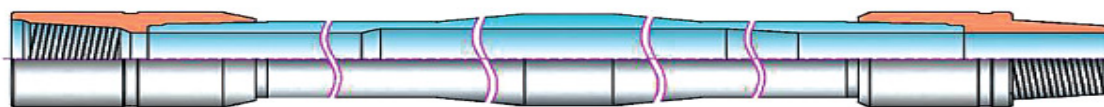


Рис.1. Конструкция алюминиевых бурильных труб ЛБТПН 90х9П и ЛБТПН 103х11П

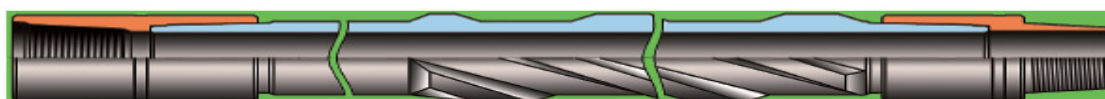


Рис. 2. Конструкция алюминиевой бурильной трубы ЛБТПН 103х11С

Для оценки эффективности применения алюминиевых бурильных труб малого диаметра в сравнении с СБТ близких типоразмеров на рис. 3 представлены графики максимальной осевой нагрузки, которую можно довести до долота при горизонтальном участке ствола без риска потери БК продольной устойчивости в форме синусоиды, в зависимости от длины участка, при бурении в режиме «слайдинга», т. е. без вращения БК.

Основные размеры, весовые и прочностные характеристики алюминиевых бурильных труб	Типоразмер алюминиевой бурильной трубы		
	ЛБТПН 90х9П	ЛБТПН 103х11П	ЛБТПН 103х11С
Тип замковой резьбы по ГОСТ Р 50864-96 (API-7G)	3-86(NC-31)	3-102(NC-38)	
Рабочая длина трубы, мм	9300	12200	9300
Толщина стенки, мм:			
-основного тела	9,0	11,0	11,0
-утолщенных законцовок	16,0	16,0	16,0
Диаметр основного тела, мм:			
-наружный	91,0	103,0	103,0
-внутренний	73,0	81,0	81,0
Наружный диаметр протектора, мм	107,0	116,0	118 по спирали

Размеры стального замка, мм:			
-наружный диаметр	108,0	120,6	120,6
-внутренний диаметр	54,0	68,0	68,0
Масса трубы в сборе с замком, кг	92,0	136,4	133,0
Масса замка, кг	18,0	21,0	21,0
Масса 1м буровой трубы в сборе с замком, кг/м	9,90	11,18	14,30
Эквивалентная плотность трубы в сборе с замком, кг/м ³	3246,0	3107,8	3010,8
Предельные прочностные параметры нагружения трубы, рассчитанные на базе предела текучести алюминиевых сплавов Д16Т/1953Т1			
Растягивающая нагрузка, кН	750/1110	1030/1520	1420/2100
Крутящий момент, Кн*м	12,9/19,1	19,7/29,1	24,7/36,5
Внутреннее избыточное давление, Мпа	56,3/83,1	60,7/89,7	88,4/130,5
Внешнее сминающее давление, Мпа	54,4/75,0	60,1/84,1	107,54/155,7

Табл.1

При расчетах коэффициент трения в паре «труба – стенка скважины» принимался равным 0,35; плотность бурового раствора – 1200 кг/м³; диаметры ствола считались равными:

120,6 мм, при БК, составленной из СБТ марки ТБВ 73х9 и ЛБТПН 90х9П;

152,4 мм, при БК, составленной из СБТ марки ТБПВ 89х11 и ЛБТПН 103х11П(С).

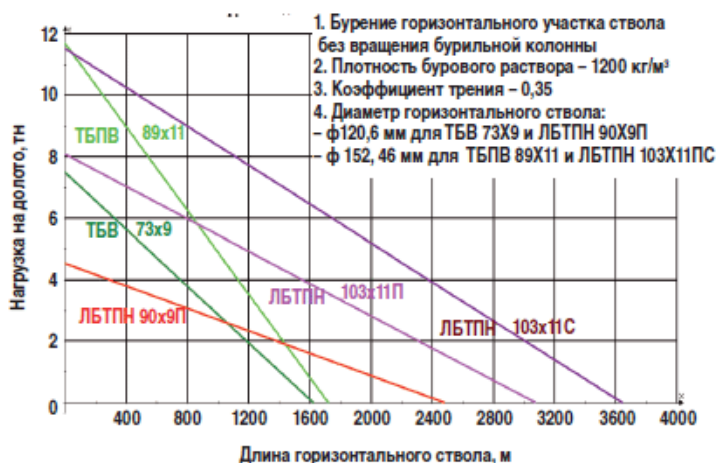


Рис. 3. Максимальная нагрузка на долото в зависимости от длины горизонтального ствола.

Графики на рис. 3 не претендуют на высокую количественную точность результатов, но позволяют провести сравнительный качественный анализ бурения горизонтальных стволов малого диаметра в режиме «слайдинга» с использованием стальных и легкосплавных БК.

В частности, как видно из рис. 3, применение ЛБТПН позволяет увеличить протяженность стволов по сравнению с использованием для этих целей

СБТ близких типоразмеров. Например, долотом 152,4 мм с помощью стальной БК, составленной из труб ТБПВ 89х11, с нагрузкой на долото 4 тн можно пробурить ствол длиной около 1150 м, тогда как алюминиевыми трубами ЛБТПН 103х11П при той же нагрузке длину ствола можно увеличить до 1580 м, т. е.

увеличить в 1,37 раза. Еще больший эффект следует ожидать от спиральных алюминиевых труб ЛБТПН 103х11С, позволяющих удлинить ствол до 2400 м.

Как показывают дополнительные расчеты, аналогичные принципиальные результаты сравнения стальных и алюминиевых буровых труб имеют место для роторного бурения, а также в растворах другой плотности и для других значений фактора трения БК.

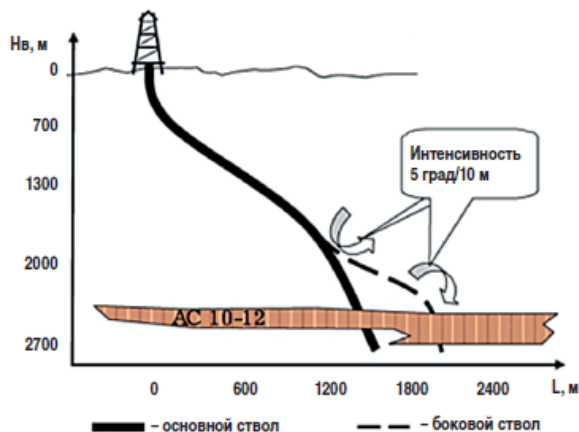


Рис. 4. Типовой профиль основного ствола и бокового отвода скважин Приобского месторождения

Эффективность применения ЛБТПН 90х9П в составе БК была убедительно доказана при бурении боковых стволов в весьма сложных геологических условиях Приобского месторождения.

дения.

По материалам ООО «Катобьнефть», вертикальная глубина залегания продуктивных пластов на этом месторождении превышает 2700 м. Для бурения применяется СБТ в габарите 73 и 89 мм. Из-за опасности нефтегазопроявлений бурение нижних интервалов проводится на утяжеленных буровых растворах плотностью до 1600 кг/м³.

S-образный типовой профиль скважин, представленный на рис. 4, содержит по меньшей мере 2 участка с высокой интенсивностью искривления, достигающей 5 град/10 м.

Совокупность таких условий бурения привела к тому, что при стальной БК параметры режима оказались чрезвычайно напряженными.

Установкой в нижней части БК секции ЛБТПН 90х9П из сплава 1953Т1 длиной всего 800 м, по существу, были решены главные проблемы бурения данных скважин; ситуация, по свидетельству буровиков, резко изменилась к лучшему: на 25 – 30% снизились нагрузки при подъеме БК и крутящий момент на роторе; практически исчезли затяжки, снизилось давление на выкиде буровых насосов за счет того, что проходное сечение ЛБТПН 90х9П больше, чем у СБТ.

Отсутствие затяжек при применении алюминиевых труб связано с большей гибкостью ЛБТПН по сравнению с СБТ и, следовательно, лучшей вписываемостью в сильно искривленные участки ствола. Это свойство позволило не только снизить динамические напряжения поперечного изгиба БК в условиях высоких пространственных искривлений ствола скважины, но и избежать подклинка инструмента при поступательном и вращательном движении инструмента, которые в условиях стальной БК ранее ошибочно диагностировались как затяжки, вызванные дифференциальным прихватом при тяжелом растворе.

Таким образом, использование комбинированных БК, включающих ЛБТПН, при бурении горизонтальных участков скважин и боковых стволов малого диаметра, обладая целым рядом технико-технологических преимуществ, в сравнении с колоннами из СБТ, дает возможность удлинить горизонтальные участки скважин и снизить вероятность осложнений при их проводке.

Литература

1.Kuru, E., Martinez, A., and Miska, S., 1999, «The Buckling Behavior of Pipes and Its Influence on the Axial Force Transfer in Directional Wells», Proceedings, SPE/IADC Drilling Conference, Paper No. SPE/IADC 52840, Amsterdam, Holland.

2.V.Tikhonov, A. Safronov «Analysis of Postbuckling Drillstring Vibrations in Rotary Drilling of ERD Wells». OMAE 2009 – 79086. May 31 - June 5, 2009, Honolulu, Hawaii.

3.А. Дворников Применение легкосплавных бурильных труб ЛБТПН 90х9П в сложных геологических условиях бурения боковых стволов на Приобском месторождении // Нефтегаз. 2011. №2.

УДК 622.32

РАСЧЕТНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГЖС ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Федосов И.В.(НДб-11-1), доцент Ламбин А.И(ИрГТУ)

Е.В. Шербестов и Е.Г. Леонов, основываясь на численном анализе решений системы уравнений (уравнений движения, неразрывности, состояния) С.Г. Телетова, рекомендуют приближенные выражения для расчета распределения давления, при пробковой структуре потока, по высоте скважины, когда ведется бурение с применением аэрированной жидкости.

Рекомендуемые соотношения записываются в следующем виде:

$$l_1 = \frac{10^3 n}{\rho_{жg} A_1} \left[p_1 - p' + ka \left(\frac{A_1 - nB_1}{A_1 n} \right) \lg \frac{p_1}{p'} \right] \quad (1).$$

при $(Fr_c < 3,72)$,

$$l_2 = \frac{10^3}{\rho_{жg} A} \left[p' - p_2 + ka \left(1 + \frac{B}{A} \right) \lg \frac{p' + p_0 \frac{aB}{A}}{p_2 + p_0 \frac{aB}{A}} \right] \quad (2).$$

при $(Fr_c \geq 3,72)$,

Применение указанных формул ограничивается максимальным дебитом 69 м³/сут (по жидкости) для труб диаметром 403 мм. Для других диаметров (503;620;759 мм) – 121, 203, 337 м³/сут соответственно. Отношение $v_0/q_{не}$

должно быть более $150 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (для водовоздушной смеси). Применительно к газонефтяным смесям максимальный газовый фактор составляет $0,15\rho_{\text{ж}}$.

При интегрировании были сделаны следующие допущения:

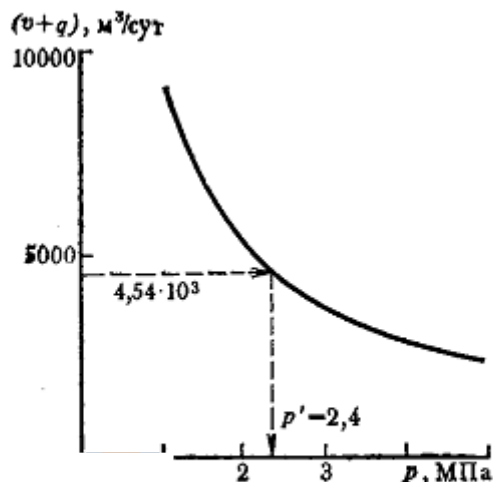


Рис. III.4. Зависимость между суммарным объемным расходом смеси и давлением

1) Инерционными членами в уравнении движения пренебрегли, поскольку он по сравнению с другими слагаемыми очень мал;

2) Температура, коэффициент сжимаемости газа z_1 , объемный расход жидкости по всей длине труб остаются неизменными;

3) В широком диапазоне изменения параметра истинной газонасыщенности от коэффициента гидравлического сопротивления λ существенно не зависит результат определения давления и он может быть принят равным 0,05;

4) При движении смеси отсутствуют фазовые превращения;

5) Структура смеси пробковая, а истинная газонасыщенность описывается соотношением, рекомендованным В.А. Мамаевым и др.:

$$\varphi = \frac{2,2 \sqrt{Fr_c}}{1 + 2,2 \sqrt{Fr_c}} \beta \quad (Fr_c < 3,72);$$

$$\varphi = 0,81\beta \quad (Fr_c \geq 3,72).$$

Приведенные формулы не учитывают физических свойств смеси и могут быть использованы только применительно к смесям, которые по своим свойствам близки к воздуховодяным ($800 < \rho_{\text{ж}} < 1100 \text{ кг/м}^3$; $1,0 < \rho_{\text{г}} < 50 \text{ кг/м}^3$; $1 < \mu_{\text{ж}} < 20 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; $\mu_{\text{г}} > 10^{-2} \text{ мПа} \cdot \text{с}$).

Если $Fr_c = 3.72$, то $v+q = 4,74d^{2.5}$. (3)

Суммарный расход смеси, найденный по формуле (3), следующий:

$d, \text{ см}$	4,03	5,03	6,03	7,59
$(v+q), \text{ м}^3/\text{сут}$	134	232	392	650

Поскольку в нефтяных скважинах по мере подъема смеси газ выделяется из нефти, расчеты надо вести по осредненным $v_0, q, \rho_{\text{ж}}$ и строить графики $v_0 = f(p), q = f(p), \rho_{\text{ж}} = f(p)$.

На основе этих графиков рассчитывались среднеинтегральные величины рассматриваемых переменных в интервалах изменения давления $p_1 - p^1$ и $p^1 - p^2$. Если $p_1 > p_{\text{нас}}$, то для нижнего интервала проводят при изменении давления от $p_{\text{нас}}$ до p^1 .

Рассмотрим расчет на примере.

Исходные данные: дебит безводной скважины 122 т/сут. В скважину на глубину 1600 м. спущена колонна труб диаметром 6,2 см. Абсолютное давление у устья скважины 1 МПа, давление насыщения 9,7 МПа. Плотность дегазиро-

ванной нефти 844 кг/м^3 , а при давлении насыщения и пластовом давлении примерно одинакова и составляет 790 кг/м^3 средняя вязкость $5 \text{ МПа} \cdot \text{с}$. Газовый фактор $60 \text{ м}^3/\text{т}$. Плотность газа $1,3 \text{ кг/м}^3$ устьевая температура 15° , а на глубине 1600 м 29° . Результаты давления в МПа на различных глубинах (цифры в скобках в м.): $1,0(0); 2,03(300); 3,08(500); 4,9(800); 6,3(1000); 7,04(1100); 9,72(1440)$.

Требуется определить давление у башмака колонны НКТ по вышеприведенной методике.

При устьевом давлении :

$$Fr_c = \left[\frac{(7,59 + 1,7) \cdot 10^{-3}}{0,785 \times 0,062^2} \right]^2 \cdot \frac{1}{9,81 \times 0,062} = 15,6 > 3,72.$$

При давлении насыщения:

$$Fr_c = \left(\frac{1,33 \times 10^{-3}}{0,785 \times 0,062^2} \right)^2 \cdot \frac{1}{9,81 \times 0,062} = 0,67 < 3,72.$$

Таким образом, на интервале изменения давления от $9,7$ до 1 МПа расчеты следует вести по формулам (1) и (2).

Для определения p^1 рассчитывается сумма $v+q$ и строится график (1). Из графика следует, что $p^1 = 2,4 \text{ МПа}$, так как для труб диаметром 62 см граница применимости формул (1) и (2) соответствует суммарному расходу смеси, равному $4,54 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ (3).

Было установлено, что :

$$p_{ж} = 845 - 5,6p,$$

$$v_0 = \frac{[50,6 - 5,28(p - 0,1)] \cdot 122000}{86400 \times 844}.$$

Поскольку $p_{ж}$ и v_0 линейно зависят от давления, при определении средних значений рассматриваемых величин можно исходить из среднеарифметических давлений на каждом интервале изменения давления. Для нижнего интервала (от $9,7$ до 24 МПа) среднее давление составляет $5,9 \text{ МПа}$, поэтому :

$$p_{ж} = 845 - 5,6 \cdot 5,9 = 812 \text{ кг/м}^3.$$

$$v_0 = \frac{[50,6 - 5,28(5,9 - 0,1)] \cdot 122000}{86400 \cdot 844} = 33,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Аналогично ведется расчет и для верхнего интервала давлений где среднее составляет $0,5(2,4 + 1,0) = 1,7 \text{ МПа}$. Тогда $p_{ж} = 835 \text{ кг/м}^3$, $v = 70,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

Секундный объемный расход жидкой фазы определяется по соотношению:

$$q = \frac{122000 + 992,2(p - 0,1)}{86400 p_{ж}}.$$

Для нижнего интервала $q=0,00182 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для верхнего интервала $q=0,00182 \text{ м}^3/\text{с}$.

Основываясь на соотношениях (1) и (2), рассчитываем длину интервалов.

Для верхнего интервала при $z \approx z_0$

$$k = 2,3 p_0 \frac{295}{293} = 0,232, \quad a = v_0/q = 70,3 \cdot 10^{-3} / 1,71 \cdot 10^{-3} = 41,1,$$

$$n = 1 + 0,185 q / d^{2,5} = 1 + 0,185 \cdot 0,00171 / 0,062^{2,5} = 1,331,$$

$$\eta = (v_0/q) (p_{г0}/p_{ж}) = (70,3 \cdot 10^{-3} / 1,71 \cdot 10^{-3}) (1,3/835) = 0,064.$$

$$A = 1 + 0,81\eta + 0,0051(\eta + 0,81)q^2/d^5 = 1 + 0,81 \cdot 0,064 + \\ + 0,0051(0,064 + 0,81) \frac{(1,71 \cdot 10^{-3})^2}{0,062^5} = 1,066.$$

$$B = 0,19 + 0,0041[1 + \eta(\eta + 0,81)]q^2/d^5 = \\ = 0,19 + 0,0041[1 + 0,064/(0,064 + 0,81)](1,71 \cdot 10^{-3})^2/0,062^5 = 0,204.$$

$$l_2 = \frac{10^6}{835 \cdot 9,81 \cdot 1,066} \left[2,4 - 1 + 0,232 \cdot 41,1 \left(1 - \frac{0,204}{1,066} \right) \times \right. \\ \left. \times \lg \frac{2,4 + 0,1 \frac{41,1 \cdot 0,204}{1,066}}{1 + 0,1 \frac{41,1 \cdot 0,204}{1,066}} \right] = 382,5 \text{ м.}$$

Аналогичные расчеты проводятся по формуле (1) для нижнего интервала, где давление изменяется от 9,7 до 2,4 МПа:

$$a = 18,407; \quad n = 1,352; \quad \eta = 0,0295; \quad C_1 = 1,07 \cdot 10^{-2};$$

$$A_1 = 1,414; \quad B_1 = 0,0285; \quad l_1 = 1100,2 \text{ м}$$

Таким образом, на глубине $383+1100=1483 \text{ м}$ давление равно 9,7 МПа (см. рис. 1). Замеренное давление на глубине 1600 м составляет 10,89 МПа. Расчетное давление на этой глубине $9,7+0,01(1600-1483)0,79=10,1 \text{ МПа}$, т. е. меньше замеренного на 0,27 МПа, что составляет 2,5% (по сравнению с результатами замеров).

Список литературы.

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Под общ. ред. Ш. К. Гиматулинова / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.

УДК-622.248

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЮМИНИЕВЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Скотарев А.А., (НДб-11-2), доц., Зайцев В.И

При бурении глубоких, сверхглубоких скважин, скважин с большим отклонением от вертикали и, особенно, горизонтальных скважин чрезвычайно

важно обеспечить высокую эксплуатационную надёжность бурильной колонны (БК), снизить её напряжённо-деформированное состояние и обеспечить безаварийную работу в условиях экстремальных нагрузок и высоких температур. Компонировка и вес БК существенным образом влияют на технико-экономические показатели проводки скважин, формирование сил сопротивления и определяют уровень нагрузки на элементы буровой установки. Одним из наиболее перспективных путей решения этих проблем является использование ЛБТВК, изготовленных из специальных алюминиевых сплавов, которые обладают рядом ценных физико-механических свойств, выгодно отличающих их от сталей – основного материала для изготовления бурильных труб. К основным из этих свойств следует отнести: низкий удельный вес; высокое облегчение в растворах различной плотности; высокую удельную прочность; пониженное значение модулей; пониженное значение модулей продольной упругости и сдвига виброгасящие свойства; коррозионную стойкость в агрессивной среде и, в первую очередь, в H_2S и CO_2 - немагнитные свойства; легкую разбуриваемость (разрушение долотами, фрезами).

Эти свойства алюминиевых сплавов определяют основу эффективности применения ЛБТВК в составе бурильных колонн при проводке скважин на нефть и газ.

НИЗКИЙ УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

Основными ограничениями при бурении глубоких и длинных скважин являются растягивающие нагрузки при подъёме БК с забоя скважины и крутящий момент на её вращение при бурении. Растягивающие нагрузки формируются собственным весом БК и силами сопротивления на её перемещение (трения). Крутящий момент на вращение колонны формируется только силами сопротивления (трения). Указанные параметры напрямую зависят от удельного веса материала труб, который определяет собственный вес БК. Силы сопротивления (трения) так же зависят от собственного веса колонны, который формирует прижимающие усилия к стенке скважины и совместно с коэффициентом трения определяют силы трения. С учётом веса стального замка ЛБТВК на воздухе почти в 2,5 раза легче стальной трубы аналогично типоразмера при снижении прочностных свойств в 1,5 раза. Эта разница и определяет более низкие значения напряжённого состояния БК при применении в её компоновке ЛБТВК.

ОБЛЕГЧЕНИЯ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Показатель значения собственного веса колонны значительно снижается в том числе из-за повышенной плавучести сплавов (выталкивающая сила), которая определяется отношением плотности бурового раствора к приведенной плотности материала труб.

ВЫСОКАЯ УДЕЛЬНАЯ ПРОЧНОСТЬ

Прочностные свойства стальных бурильных труб выше алюминиевых, но если учесть, что основной лимит прочности уходит на нагрузки, формируемые собственным весом колонны, то применение ЛБТПН становится эффективнее.

По параметру удельной прочности колонны из алюминиевых труб, что и обеспечивает возможность доведения повышенных значений растягивающих на грузов при прихватах нижней части колонны и их ликвидации силовым методом.

МОДУЛЬ ПРОДОЛЬНОЙ УПРУГОСТИ И СДВИГА

Указанные параметры физико-механических свойств материала в общем виде характеризуют его пластичность, уровень действующих нагрузок.

Учитывая, что по этим параметрам алюминиевые сплавы имеют значения почти в три раза ниже, чем у стали, соответственно и возникающие напряжения в ЛБТВК ниже, чем в стальных трубах, а следовательно – выше параметры эксплуатации. Так, при вращении колонны переменная составляющая напряжений изгиба зависит от модуля продольной упругости:

$$\sigma = \frac{\pi 2 E d f}{4 L^2}$$

где d-диаметр труб,

$$f = \frac{\langle D_{\text{СКВ.}} - d \rangle}{2} - \text{стрела прогиба}$$

L- длина полуволны изогнутой оси.

Модуль продольной упругости определяет напряжения при перемещении БК на искривлённом участке скважины:

$$\sigma_{u2} = \frac{dE}{2R}$$

где R- радиус искривления ствола скважины.

Динамические напряжения в колонне при СПО определяются как:

$$\sigma_d = U \sqrt{\frac{E \gamma_M}{g}}$$

где U- скорость СПО колонны, γ_M - удельный вес материала.

Крутильные колебания при подклинках зависят от модуля сдвига G

$$\tau_d = \frac{\omega d}{2} \sqrt{\frac{G \gamma_M}{g}},$$

где ω - угловая скорость.

Принципиальным для бурения наклонных и горизонтальных участков скважин, и особенно при бурении кокковых стволов, является прохождение колонной участков с резкими перегибами пространственного положения ствола с малым радиусом искривления.

$$\sigma_{\text{и}} = dE/2R$$

$R_{\text{ст}}/R_{\text{ал}} = E_{\text{ст}}/E_{\text{ал}} \times \sigma_{\text{ст}}/\sigma_{\text{ал}} = 2.92 \times 0.66 = 1.94$, т.е. допустимый радиус искривления в стволе при применении ЛБТВК в 1,9 раза меньше, чем со стальными трубами в аналогичных технологических условиях.

ВИБРОГАСЯЩИЕ СВОЙСТВА

Известно, что продольные, крутильные и поперечные колебания, генерируемые при работе долот на забое, распространяются в виде волн по бурильной колонне (БК). Алюминиевые бурильные трубы в качестве элементов волновых экранов обладают рядом существенных преимуществ. Они отличаются от стальных труб повышенной демпфирующей способностью. Например, при толщине стенок 10 мм степень рассеяния энергии колебаний внутренним трением в материале тру у ЛБТВК на 20% выше, чем у стальных

КОРРОЗИЙНАЯ СТОЙКОСТЬ

Выполненный комплекс лабораторных и скважинных испытаний определили высокую коррозионную стойкость алюминиевых сплавов в различных агрессивных средах с различными показателями pH бурового раствора.

Преимущественным качеством алюминиевых сплавов является полное отсутствие коррозионного поражения при эксплуатации в среде полного насыщения сероводородом и углекислым газом.

НЕМАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА

Немагнитные свойства алюминиевых сплавов позволяют проводить все возможные виды магнитного каротажа скважин внутри БК. Это особенно важно для контроля работы телесистем при проведении корректировки профиля ствола горизонтальных скважин.

РАЗБУРИВАЕМОСТЬ

Приведённые особенности алюминиевых сплавов и их влияние на эффективность бурового процесса при использовании ЛБТВК в компоновке бурильной колонны наглядно демонстрируются в результатах сравнительных расчётов напряжённо – деформированного состояния колонн при выполнении различных технологических операций в процессе бурения скважин. Ниже приведён пример такого расчёта, выполненный компанией ООО «Акватик - Бурильные трубы» с применением программного обеспечения 3 DDT при бурении скважины №806 куста 5 на Ванкорском месторождении в Восточной Сибири:

1. Исходные данные по скважине:

-бурение долотом PDC Ф219.1 мм на отметке 3732 м, комбинированным способом;

-расчётный профиль ствола – наклонный с горизонтальным окончанием, ОК Ф245 мм до 1965 м;

-нагрузка на долото – 100кН, частота вращения БК – 90об/мин, мех. Скорость-9,0 м/ч;

-плотность раствора – 1140кг/м³; расход раствора – 32л/с.

1. Компоновка бурильной колонны с применением стальных бурильных труб.

№№	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр замка, мм	Масса 1м трубы, кг/м	Длина секции, м	Марка сплава труб	Типоразмер труб
1.	-	-	-	145,27	47,3	Сталь	КНБК
2.	127,0	9,19	168,3	33,63	541,1	St «S»	DP5

							5x19,50
3.	171	-	-	81,31	81,0	Сталь	УБТ 171x71+Ясс
4.	127	9,19	168,3	33,63	3062,5	St «S»	DP 5 19,50
Общая длина колонны – 3732,9м; масса в воздухе – 1346,6кН							

2. Компоновка комбинированной бурильной колонны с применением ЛБТВК

№№	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр замка, мм	Масса 1м трубы, кг/м	Длина секции, м	Марка сплава труб	Типоразмер труб
1.	-	-	-	145,27	47,3	Сталь	КНБК
2.	147,0	13,0	178,0	21,41	540	А. 1953Т1	ЛБТВК 147x13П
3.	171	-	-	81,31	81,0	Сталь	УБТ 171x71+Ясс
4.	147,0	13,0	178,0	21,41	2860	St «S»	ЛБТВК 147x13П
5.	127	9,19	168,3	33,63	204,6	St «S»	DP 5x19,50
Общая длина колонны – 3732,9м; масса в воздухе – 931,3кН							

3. Результаты сравнительного расчёта

Расчётные параметры	Варианты компоновки БК	
	Стальная – S 3732	Комбинированная- A3732
	Бурение на отметке 3732м	
1. Расчётный вес в растворе, кН	1160	645
2. Нагрузка на крюке, кН	694	319
3. Крутящий момент при вращении, кНм	30,6	19,5
4. Минимальный запас прочности	2,13	2,46
5. Гидравлические потери, МПа	21,	16,91
	Подъём БК с отметки 3732м	
6. Нагрузка на крюке, кН	1346	756
7. Минимальный запас прочности	1,91	2,61

Спуск на отметку 3732м		
8. Нагрузка на крюке, кН	520	273

Практика применения ЛБТВК показала, что наибольшая их эффективность проявляется при глубине вертикального ствола скважин более 3000 м и для всех длин горизонтальных скважин.

Литература

1. Файн Г.М и др. Нефтяные трубы из лёгких сплавов. Недра, 1990
2. Басович В.С., Гельфгат М.М., Файн Г.М. Состояние и перспективы применения изделий из алюминиевых сплавов и нефтегазодобывающей отрасли// Бурение и нефть. 2003. №4.

УДК 622.276

СВЕРХТИКСОТРОПНЫЙ ГЛИНИСТЫЙ РАСТВОР DRILPLEX

Шамановский Е.О. (гр. НДб-11-1), Заливин В.Г. (доцент ИрГТУ)

DRILPLEX - Специальный продукт, используемый для увеличения статического напряжения сдвига (СНС), является неорганическим химическим загустителем буровых растворов на водной основе. DRILPLEX HDD легко растворим в воде. Позволяет формировать растворы с исключительными сдвигоустойчивыми свойствами, что в результате даёт буровой раствор с великолепными динамической и статической способностями выноса твёрдой фазы. Это отмечается высокими показателями динамического напряжения сдвига (ДНС) и низкой пластической вязкостью. При отсутствии циркуляции раствор временно обращается в гелеобразное состояние, что придаёт ему высокую удерживающую способность, подтверждающуюся не прогрессирующим значением СНС.

Область применения:

- бурение рыхлых, слабосцементированных пород;
- бурение зон поглощений;
- фрезерование ствола скважины;
- бурение горизонтальных скважин;
- бурение скважин большого диаметра;
- бурение с гибкой трубой;
- бурение скважин на море при большой глубине воды;
- бурение переходов.

Свойства реагента при воздействии на буровые растворы на водной основе:

1. Резко нелинейный реологический профиль.
2. Прекрасное качество очистки ствола от выбуренного шлама.
3. Высокие тиксотропные свойства.

4. Легкая очистка от выбуренного шлама.
5. Тонкая плотная фильтрационная корка.
6. Хорошее качество первичного вскрытия.
7. Термостабильность - 150°C.
8. Легкость разрушения структуры.
9. Хорошие технико-экономические показатели.
10. Низкая токсичность.

Как работает реагент DRILPLEX?

Для того чтобы понять как растворы на основе DRILPLEX, необходимо увидеть химическую составляющую раствора. DRILPLEX не является полимерным загустителем, поэтому при введении этого продукта в раствор мы получаем буровую жидкость с низким содержанием твёрдых частиц, хорошими сдвигообразующими свойствами, что не разрушает высокие сдвиговые характеристики. DRILPLEX образует гелевую структуру, придающую отличные свойства суспензирования твёрдых частиц при сохранении низкой вязкости потока.

Смешиваемые компоненты являются нерастворимыми, кристаллическими и неорганическими, содержащими два и более металлов в уникальной гидроксидной структуре. Каждый кристалл DRILPLEX имеет положительный заряд из-за своей структуры. Кристаллы DRILPLEX похожи на пластины, которые в дисперсионном виде значительно меньше частиц бентонита или аттапульгита (рис.1).

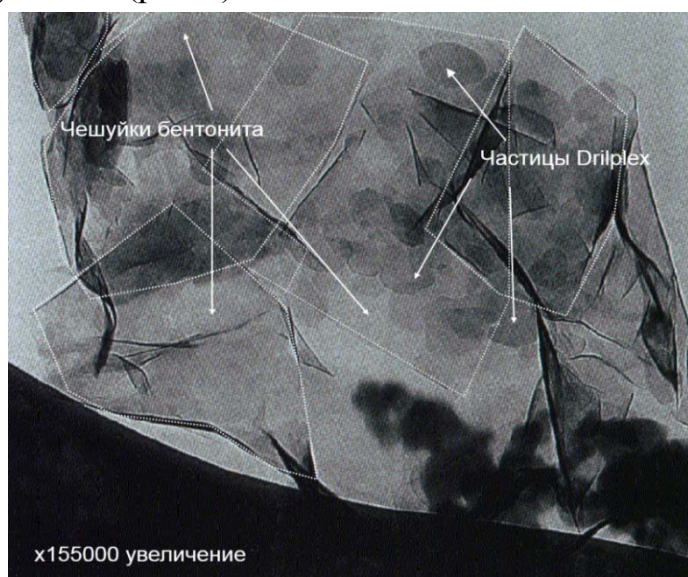


Рис.1. Кристаллы DRILPLEX и частицы бентонита

Комбинация из мелких и положительно заряженных кристаллов DRILPLEX HDD взаимодействует с глинистыми частицами через ионообменный механизм, что в результате даёт уникальную гелевую структуру. Когда положительно заряженные частицы DRILPLEX HDD вступают в реакцию с отрицательно заряженными глинистыми частицами образуется новый компонент, придающий великолепные суспензионные свойства твёрдой фазы. Комплекс DRILPLEX/глина показывает

уникальные свойства. В состоянии покоя он ведёт себя как эластичная твёрдая частица. При воздействии силы, структура рушится и поток проходит через неё. Когда давление прекращается частицы возвращаются к состоянию эластичной твёрдой структуры (рис 2).

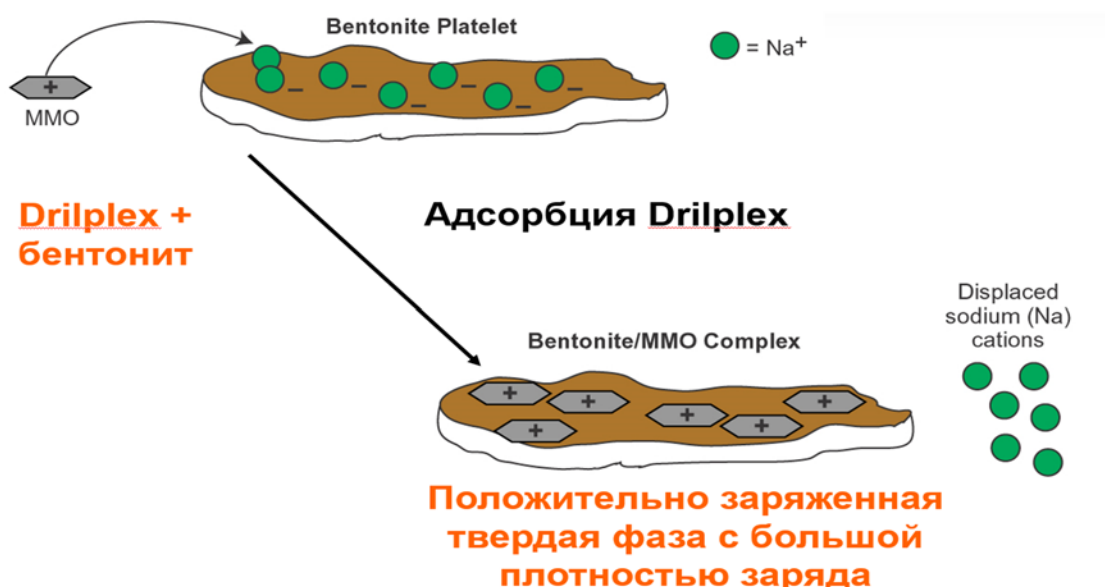


Рис.2 Принцип действия раствора DRILPLEX

Тесты подтверждают вышеупомянутое утверждение. Наиболее важным результатом этого внутрискруктурного взаимодействия является уникальная способность раствора с DRILPLEX HDD проявлять низкую вязкость около бурового долота, при этом гель начинает быстро образоваться после уменьшения потоковых характеристик, что помогает выносить и поддерживать в статическом состоянии выбуренную породу. Суспензия также образуется во время протаскивания буровых труб, предотвращая обвал скважины и прихват труб. Если по каким-то причинам буровые операции останавливаются, то они могут быть возобновлены с точки вынужденной остановки без заметного обвала скважины даже после нескольких дней.

Традиционно, высоковязкий раствор или турбулентный поток требуются для достижения хорошей промывки скважины. Из-за своей уникальной система DRILPLEX выносит и удерживает в статическом состоянии твёрдые частицы лучше чем высоковязкие системы буровых растворов и при низких потоковых характеристиках. Выдающаяся промывка скважины с низким содержанием твёрдых частиц в растворе и сдвигоразжижающие характеристики позволяют системе DRILPLEX давать высокую скорость проходки.

Модификатор реологии является низкотоксичным и отвечает требованиям EPA. В экологически чувствительных зонах это может означать как уменьшение расходов на очистку, так и снижение мер безопасности в обращении. Тест на креветках, произведённый лабораторией ENSR (использующей протокол EPA) с введением раствора с содержанием от 1 до 7 частей модификатора реологии не показал увеличения токсичности.

Литература:

1. <http://www.burgomistr-spb.ru/> «Бурение горизонтальное, машины, инструмент, строительство», сокращенно: «Бургомистр».
2. Научно технический журнал. World Oil's Fluids 2009.

КОЛЕБАНИЯ «STICK & SLIP» ПРИ РАБОТЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Никитченко И.А. (НДб-11-1), доцент Ламбин А.И. (ИрГТУ)

Эффективное снижение вибрации бурильной колонны по-прежнему является серьезной проблемой в бурении, и для этого должны быть разработаны надежные прогностические методы решения данной проблемы. В данной статье представлены модели, разработанные центром прикладных исследований динамики, университета города Абердина. [1]

Схемы подтверждают существование набора параметров, в котором система работает без придергиваться скольжения вибрации

1. Моделирование вибрации «Stick & slip»

1.1. Фрикционные модели взаимодействия долото-горная порода.

Крутящий момент на долоте (T_b) подчиняется закону трения, это функция, которая определяет момент сопротивления на долоте и моделирует взаимодействие между долотом и горной породой. Она может быть представлена в следующем виде:

$$T_{b1} = \begin{cases} T_{st} & \text{if } \dot{\phi}_1 = 0, \\ T_{sl} & \text{if } \dot{\phi}_1 \neq 0. \end{cases} \quad (1)$$

Простейшая модель для крутящего момента (T_{b1}) является кусочно заданной функцией закона сухого трения (Модель трения (1)), со значением статического трения (T_{ST}) и другим, более низким, значением скользящего (или динамического) трения (T_{SL}), который в данном случае не зависит от скорости $\dot{\phi}_1$. Более реалистичные законы трения содержат зависимость от скорости $\dot{\phi}_1$ и нагрузки на долото (WOB), и, как правило, разрывны в области нулевой скорости. В более сложной модели трения (Модель трения (2)) входит зависимость динамических коэффициентов, μ_0 и μ_1 , от контактной скорости, и имеет вид:

$$T_{b2} = \text{sgn}(\dot{\phi}_1) W_b \left(\frac{\mu_0 - \mu_1}{1 + \lambda_1 |\dot{\phi}_1|} + \mu_1 + \lambda_2 \dot{\phi}_1^2 \right), \quad (2)$$

где λ_1 и λ_2 -постоянные сухого трения и W_b - нагрузка на долото.

Третья модель трения (T_{b3}) включает в себя экспоненциальную зависимость от контактной скорости, что позволяет улучшить точность в области около нулевой скорости, и имеет вид:

$$T_{b3} = T_{sl} + (T_{st} - T_{sl}) e^{-|\dot{\phi}_1/\omega_{sl}|^{\delta_{sl}}} + b_l |\omega_l|, \quad (3)$$

где T_{st} и T_{sl} статический и динамический моменты сухого трения, ω_{sl} , δ_{sl} и b_l - константы сухого трения.

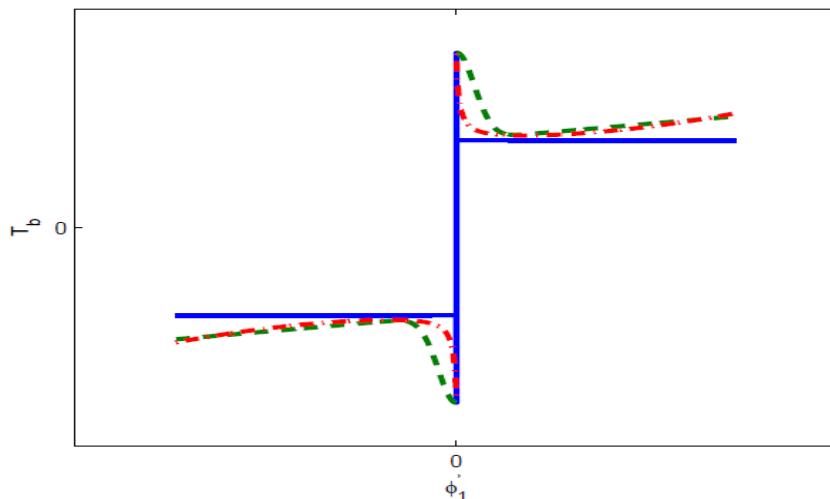


Рисунок 1. Модели трения, показывающие зависимость момента трения от угловой скорости (Tb1-синий, Tb2 - Красный, Tb3 - зеленый)

Три различные модели трения с увеличением уровня сложности применяются для определения их влияния в динамике. Сравнение между динамическими характеристиками трёх моделей трения показывает, что опасные предельные циклы прилипания-скольжения не меняются качественно.

1.2. Модель кручение маятника I.

В первом приближении, бурильная колонна может быть смоделирована как

крутильный маятник. В этой схеме, эквивалентной инерции системы является масса низа бурильной колонны (КНБК), бурильные трубы представлены торсионной пружиной, эквивалентной демпфирующего действия на систему представлен торсионный демпфер. Кроме того, в первом приближении угловая скорость роторного стола постоянна, а амплитуда его колебания значительно меньше, чем амплитуда колебаний долота.

Уравнение движения для этой системы:

$$J_1 \ddot{\phi}_1 + c_1 \dot{\phi}_1 + k_1 (\phi_1 - \phi_2) - T_b = 0, \quad (4)$$

Где J_1 является эквивалентом момента инерции массы бурильной колонны, c_1 является эквивалентом коэффициента демпфирования вдоль бурильной колонны, k_1 является эквивалентом жесткости бурильных труб на кручение, ϕ_1 угол поворота долота, а ϕ_2 – угол поворота ротора, T_b является крутящим моментом на долото и точкой обозначается дифференцирование по времени.

В этой проблеме, интерес состоит в том, как накопленный крутящий момент в пружине (представляющей бурильные трубы) зависит от относительного смещения между верхом и низом бурильной колонны. Имея это в виду, относительное угловое смещение между ротором и долотом определяется как:

$$\phi = \phi_2 - \phi_1, \quad (5)$$

После чего уравнение 4 можно записать в виде:

$$J_1 \ddot{\phi} + c_1 \dot{\phi} + k_1 \phi - T_b = 0. \quad (6)$$

1.3. Модель кручения маятника с параметрическим возбуждением угловой скорости ротора - Модель 2.

Как отмечается в полевых данных, скорость ротора колеблется вокруг номинальной скорости, когда долото испытывает колебания «Stick & Slip». Ко-

$$\phi_2 = \Omega_2 t + A \cos(\omega t), \quad (7)$$

где A - амплитуда колебаний и ω - частота колебаний. В дальнейшем, не возможно для настройки значения A и ω эмулировать поведение ротора. тно, что обнуление этих двух параметров делает эту модель похожей на

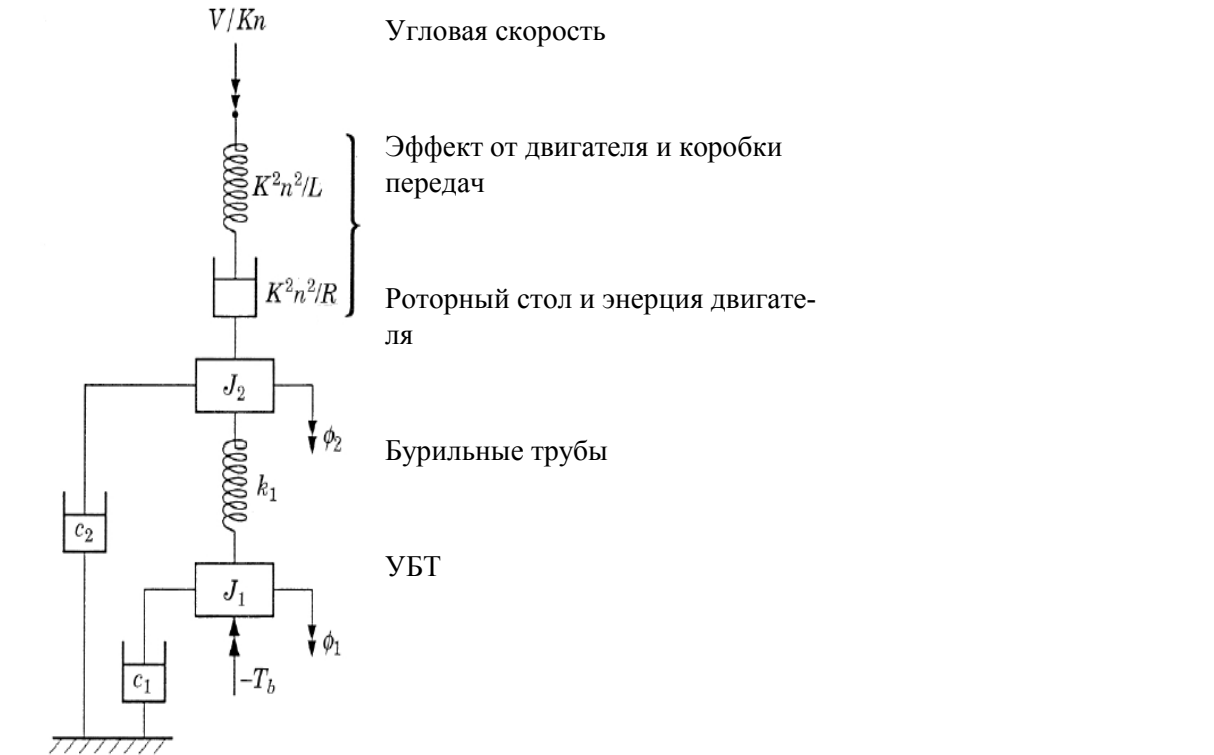


Рисунок 2. Схематическое изображение системы бурильной колонны.

1.4. Модель кручения маятника - модель 3.

Для того чтобы включить динамику системы привода, используется электромеханическая модель 3.

В эту модель включены характеристики двигателя и ротора. Предполагается, что связь между ротором и двигателем является жесткой. Уравнения движения для этой системы является:

$$\begin{aligned} J_1 \ddot{\phi} + c_1 \dot{\phi} + k_1 \phi - T_b &= 0, \\ J_2 \ddot{\phi} + c_2 \dot{\phi} + k_1 \phi - KnI &= 0, \\ L\dot{I} + Kn\dot{\phi} + RI - V &= 0, \end{aligned} \quad (8)$$

где J_2 является эквивалентом момента инерции системы привода, C_2 -эквивалент коэффициента затухания системы привода, I это ток, K -константа электродвигателя, L - индуктивность, n -комбинированное передаточное отношение трансмиссии, R - сопротивление, V -напряжение и точка означает дифференцирование по времени.

2. Выводы

Сравнение трех используемых моделей трения, показывает небольшую разницу между более простыми и более сложными моделями, что подтверждает, что основным аспектом вибраций «Stick & Slip» является разница между характеристиками статического и динамического трения. Сочетание угловых скоростей и остановок также помогает избежать колебаний прилипания скольжения.

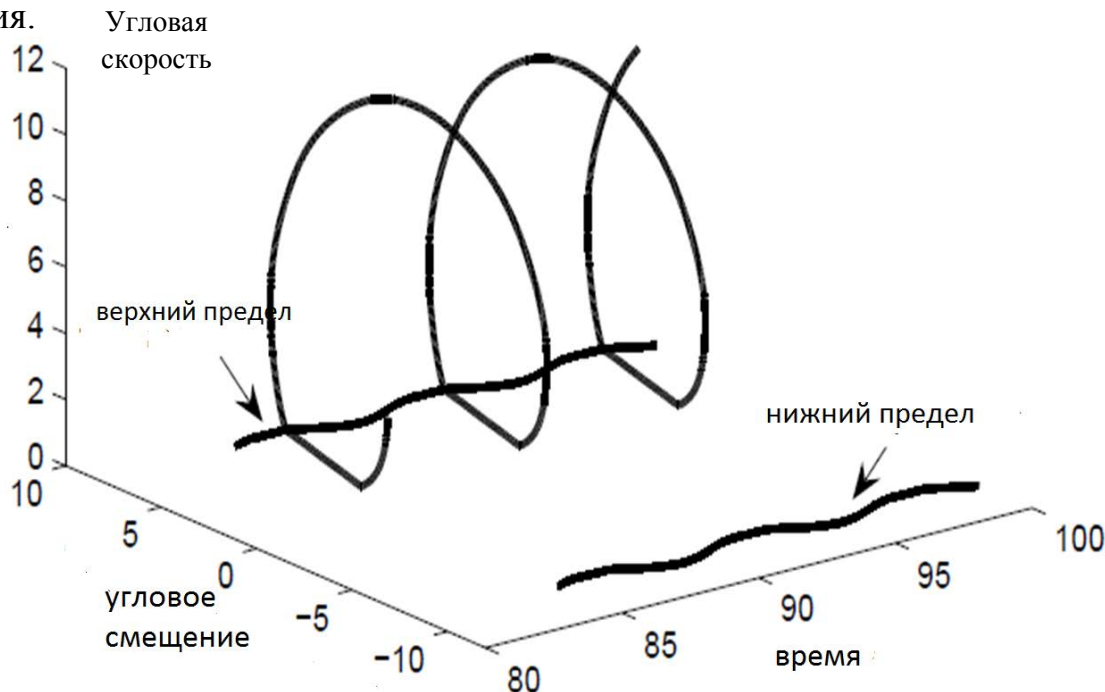


Рисунок 6. Трехмерная модель рывков вибраций, которая показывает нижний и верхний пределы отклонения от поверхности скольжения.

Литература:

1) Marcos Silveira and Marian Wiercigroch Low dimensional models for stick-slip vibration of drill-strings Journal of Physics: Conference Series 181 (2009) 012056 doi:10.1088/1742-6596/181/1/012056 The Shock and Vibration Digest. 2003;35(2):81–99.

УДК 622.276:622.24

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ БОКОВЫХ СТВолоВ

Суренков А.А., Заливин В.Г. (ИрГТУ)

Новые технологии, основанные на горизонтальном бурении коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи нефти. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате разредилась сетка скважин, снизились депрессии, значительно увеличилась продолжительность безводной эксплуатации. На некото-

рых месторождениях, запасы нефти, которые ранее считались не извлекаемыми, в настоящее время, могут вырабатываться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих старых методов воздействия на пласт, значительно улучшилось большинство показателей разработки.

Установлено, что для достижения улучшенных показателей бурения и успешной проводки скважины особенно важно поддерживать высокие удерживающие и структурные свойства бурового раствора, в противном случае в скважине возникают осложнения, а скопление выбуренных твердых частиц в скважине ведет к увеличению трения и уменьшению возможности передачи нагрузки на долото, в результате снижается скорость механического бурения и повышаются затраты времени на сооружение скважины.

Многие осложнения, возникающие при бурении сильно искривленных скважин, так или иначе, связаны с применяемым буровым раствором. Следствием несоответствия бурового раствора условиям бурения могут быть следующие проблемы:

- плохая очистка и зашламование ствола скважины;
- избыточный крутящий момент;
- высокие сопротивления расхаживанию бурильной колонны и невозможность передачи необходимого веса колонны на долото;
- прихваты бурильного инструмента, если поддерживается необоснованная величина водоотдачи раствора и высокое содержание твердой фазы;
- нарушение устойчивости стенок скважины;
- поглощение бурового раствора продуктивной зоной, сопровождающееся снижением производительности скважин;
- кольматация приствольной зоны;
- образование уступов вследствие резкого самопроизвольного изменения в направлении бурения;
- осложнения при спуске каротажных приборов на стальном канате;
- плохое качество цементирования.

При угле наклона более 20° колонна бурильных труб может “лежать” на нижней стенке скважины. Это заставляет большую часть жидкости протекать по верхней части кольцевого пространства, препятствуя нормальной транспортировке, так как подобный профиль течения дает недостаточно энергии для транспортирования частиц по нижней части ствола и способствует напластованию шлама.

Не концентричное расположение бурильной колонны также затрудняет вынос шлама.

Поскольку глинистые сланцы гидратируются и ослабляются, вращаясь, бурильная колонна будет внедряться в ослабленную зону, в результате чего могут возникнуть осложнения в связи с чрезмерным вращающим моментом и сопротивлениями продольному перемещению колонны. Если забойную компоновку попытаться поднять через образовавшийся желоб, то может произойти прихват.

В горизонтальных скважинах более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважины, так как глинистые сланцы, устойчивые в вертикальном стволе, при углах отклонения от вертикали 70° осыпаются;

В горизонтальных скважинах более велика вероятность поглощения раствора, так как градиент гидроразрыва пород для горизонтальных скважин ниже, чем для вертикальных и приближается к градиенту порового давления;

Более сложна очистка горизонтального ствола от выбуренной породы;

В горизонтальной скважине более высоки силы трения, возникающие при движении буровой колонны.

Горизонтальные скважины намного более чувствительны к загрязнению, чем вертикальные в тех же условиях по следующим причинам:

- ствол горизонтальной скважины имеет более продолжительное время контакта с буровым раствором (недели) по сравнению с вертикальной скважиной (часы, сутки);

- большинство горизонтальных скважин в интервале продуктивного пласта не цементируется и не перфорируется, а заканчиваются открытым стволом или фильтром.

Эффективность очистки скважины зависит от профиля скважины и геометрии затрубного пространства.

Сложность решения указанных выше проблем заключается в следующем:

1. Нельзя применять диспергаторы и дефлокулянты, так как они способствуют:

- повышенному содержанию твердой фазы в растворе;
- снижению взвешивающей способности раствора;
- снижению несущей способности раствора

- 2) Многие реагенты для снижения водоотдачи, могут вызвать загрязнение продуктивного пласта.

- 3) Градиент гидроразрыва для горизонтальных скважин приближается к градиенту порового давления.

- 4) Многие сланцы, устойчивые при вертикальном стволе, при углах 70° осыпаются.

Плотность раствора должна постоянно поддерживаться в определенном узком диапазоне, чтобы обеспечить сохранение устойчивости стенок скважины. Она должна быть достаточно высокой для того, чтобы сдерживать пластовое давление и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низкой для того, чтобы не произошло гидроразрыва пород.

Скорость течения раствора в затрубном пространстве рассматривается как ключевой параметр очистки ствола. Увеличение скорости течения улучшает транспортировку шлама, несмотря на режим потока.

Низкая кольцевая скорость может позволить частицам концентрироваться на нижней стенке скважины и в конце концов сформировать шламовую подушку.

Качественное и эффективное строительство горизонтальных стволов (ГС) обуславливает необходимость использования специальных растворов, обеспечивающих:

- высокую выносящую (или транспортирующую) способность;
- высокую удерживающую способность;
- длительную устойчивость горных пород;
- исключение прихватов и создание необходимой нагрузки на долото;
- сохранение потенциальных добычных возможностей продуктивного пласта без вторичного воздействия.

Для успешной проходки горизонтальных участков, исходя из выше указанных проблем, рекомендуется создание турбулентного режима.

Турбулентный режим для выноса шлама применяется в тех случаях, когда:

- не происходит значительного размыва стенок скважины;
- в самой широкой части затрубного пространства (ЗП) можно поддерживать число Рейнольдса, превышающее 4000;
- предполагается вымыв только бурового шлама (а не больших кусков обвалившейся породы);
- производительность насоса может обеспечить заданный расход;
- обеспечивается повышенная скорость движения раствора в ЗП.

Однако, турбулентный режим в ЗП может усугубить проблему сохранения устойчивости стенок скважины. Некоторые породы разрушаются при турбулентном режиме промывки. В результате изменения конфигурации ствола поток раствора на отдельных участках приобретает ламинарный характер.

Использование традиционных глинистых растворов для бурения ГС достаточно долгое время было обусловлено не только отсутствием достаточных теоретических и промысловых разработок в этой области, но, главным образом, концентрацией внимания на проблемах управления геометрией скважины.

Основные недостатки глинистых растворов, такие например, как избыток коллоидной фазы, кольматация коллектора мелкими частицами, сложность регулирования реологических характеристик и т.п.,

Замена глинистого раствора (вязкостью около 80 с) на биополимерный снижает устьевые давления на 3,5 - 5,5 МПа. Такое снижение давления обычно интерпретируют как возникновение размыва ствола, однако в данном случае этот эффект обеспечивается низкой вязкостью раствора (особенно при истечении из насадок долота) и, следовательно, биополимерный раствор существенно улучшает рабочую характеристику забойного двигателя. К долоту удастся подвести много большую мощность, что увеличивает скорость проходки и повышает надежность управления траекторией ствола, поскольку мгновенная передача нагрузки на инструмент повышает эффективность регулирования зенитного и азимутального углов. Бурильные трубы перемещаются легко и без каких-либо зависаний.

Вращение колонны особенно эффективно для удаления шламовых подушек в биополимерном растворе, из-за того, что в кольцевом пространстве обра-

зуются винтовой поток. Высокая выносная способность, что свойственна биополимерным растворам, обеспечивает эффективную передачу гидравлической и механической энергии частицами шлама.

Наилучшей очистки скважины биополимерными растворами можно достигнуть при ламинарном потоке, вращении и полной эксцентricности инструмента.

Буровой раствор на основе биополимеров характеризуется очень высокой естественной смазывающей способностью,

Биополимер обеспечивает повышение вязкости благодаря образованию поперечных связей между молекулами. В результате такого макромолекулярного взаимодействия достигается взвешивание твердой фазы.

В силу своих структурных особенностей биополимеры в сочетании с полисахаридными реагентами способны создавать водные полимерные растворы, не содержащие твердой фазы, с широким диапазоном эксплуатационных свойств.

Буровые растворы на этой основе обладают уникальными псевдопластичными свойствами, т.е. практически не отличаются по вязкости от вязкости воды при высоких скоростях сдвига, характерных для насадок долота, и резко “загущаются” при низких скоростях сдвига, т.е. при движении в ЗП. Это обстоятельство обеспечивает энергетически выгодные условия разрушения породы долотом и выноса шлама

Следует избегать разбавления растворов, использования разжижителей, флокулянтов и низкой подачи насосов.

Применяемые ныне в мировой практике системы растворов для промывки ГС можно разделить на четыре основные категории:

1. Традиционные глинистые растворы, модифицированные в зависимости от условий бурения добавками минеральных солей, полимеров или ПАВ.

2. Так называемые “чистые растворы” (без твердой фазы).

3. Типовые растворы, включающие широкий спектр РВО, РУО и растворов на синтетической углеводородной основе.

Реология раствора, обеспечивающая адекватную очистку скважины, подбирается после того, как установлен базовый состав раствора.

4. Реологически сконструированные растворы, включая биополимер - карбонатные и биополимер - солевые растворы, гидрогели полимеров полисахаридной природы, обладающие вязкопластичными реологическими свойствами.

Новые типы буровых растворов, используемые за рубежом для бурения горизонтальных скважин.

В настоящее время за рубежом для бурения ГС все более широко используются полимерные растворы на основе полисахаридов (биополимеров, полианионной целлюлозы и производных крахмала) с высоким ингибирующим действием, а также с колюматизирующей водо - или кислоторастворимой твердой фазой.

1. Flo- Pro - промывочная жидкость для бурения ГС и скважин с большим углом наклона ствола.

2. ANCO -2000 - высокоингибированная система бурового раствора на основе биополимера, полианионной целлюлозы и полиалкиленгликолей (ПАГ), разработанная компанией ANCOR Drilling Fluids- ADF.

3. Система на основе Polyvis -2 - синтетического неорганического структурообразователя.

4. PHCO - растворы на нетоксичной синтетической биоразлагаемой неводной “псевдонефтяной” основе.

Новые типы отечественных буровых растворов рекомендуемых для бурения ГС.

1. Рагипол - буровой раствор без твердой фазы на основе гидрогелей полимеров.

2. РИНПОЛИС - буровой раствор, незагрязняющий продуктивные пласты.

3. Буровой раствор PHCO - раствор на синтетической нефтяной основе - эмульсионная система, дисперсионной средой которой является синтетическая биоразлагаемая углеводородная жидкость класса альфаолефинов, полиальфаолефинов, сложных эфиров растительных масел и животных жиров.

Литература

1. Бурение горизонтальных скважин Оренбург 1998

2. Авдеев А. И., Ропяной А. Ю., Семенец В. И. “ Строительство горизонтальных скважин в ПО “Нижневожскнефть”, - Нефтяное хозяйство, № 9, 1993 г., с. 36 - 39.

УДК 622.248

ПРОФИЛИ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Федосов И.В.(НДб-11-1), доцент Зайцев В.И. (ИрГТУ)

Принципиальной схемой при многозабойном вскрытии пластов является разветвленная скважина. Извлечение нефти производится из одного наиболее близкого к вертикали ствола, а ответвления служат дополнительными дренажными каналами, по которым нефть поступает в основной ствол из отдаленных участков нефтеносного пласта, а также из вскрытых стволами высокопродуктивных трещин или линз, остающихся между обычными однозабойными скважинами и не затронутых разработкой.

Выбор формы разветвления скважин зависит от толщины продуктивного пласта и его литологической характеристики, наличия или отсутствия над ним пластов, требующих изоляции. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания зависят от пластового давления, режима движений жидкости в пласте и применяемых мер по поддержанию пластового давления. Профили стволов, их длина и число ответвлений зависят от степени неоднородности

продуктивного пласта, толщины пласта, литологии, распределения твердости пород, степени устойчивости разреза. В настоящее время разработано много различных форм разветвления и Профилей стволов МЗС, отличающихся друг от друга числом ответвлений, их формой и протяженностью.

В процессе эксплуатации и пробуренных многозабойных скважин было установлено, что вход в дополнительные стволы, забуренные в устойчивых участках разреза, сохраняются в течение всей жизни скважины и обеспечивают нужное попадание труб для ремонта или эксплуатации. Было также установлено, что в случае необходимости дополнительные стволы можно крепить перфорированными хвостовиками с воронками на верхнем конце.

По классификации ВНИИ нефти МЗС подразделяются на следующие типы:

1. многозабойные скважины с горизонтальными и пологонаклонными стволами, пробуренными из основного ствола;
2. многоярусные скважины;
3. радиальные скважины, в которых из одного горизонтального ствола бурится система радиальных стволов.

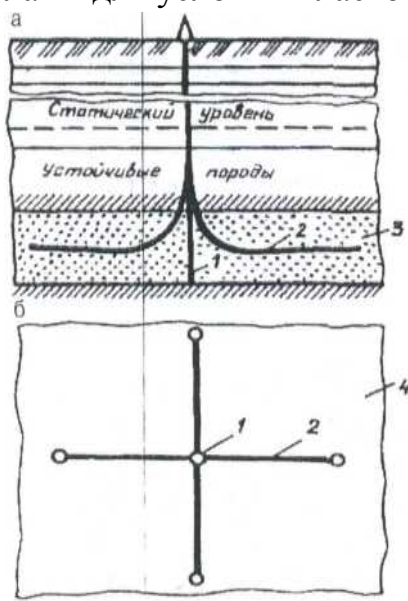
В соответствии с этим рассмотрим основные типы профилей МЗС и возможности их рационального применения для различных геологических и эксплуатационных условий.

Многозабойные скважины с горизонтальными и пологонаклонными стволами

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, многозабойные скважины были пробурены в основном для разработки нефтяных месторождений с низким пластовым давлением, а точнее, для до разработки выработанных в значительной степени залежей, разработки залежей с высоковязкими нефтями, слоистых продуктивных пластов, а также для дегазации угольных пластов и т. д. Реальная форма МЗС и профили их стволов определяются указанными целями, а число стволов изменяется от 2 до 11.

Разработка типовых профилей МЗС в общем случае довольно сложна из-за многообразия горно-геологических и эксплуатационных условий, и эта задача должна решаться конкретно для каждой залежи. Поэтому ниже будут изложены только общие подходы к проектированию таких скважин.

На рис. 1 показана схема многозабойной скважины с горизонтальными стволами для условий пластовой залежи с однородным пластом.



В однородном пласте стволы МЗС размещают в средней по толщине части пласта при напорных режимах, в залежах с гравитационным режимом - в нижней части пласта, и желательно, чтобы профили стволов имели форму, показанную на рис. 2. При водонапорном режиме в случае круговой залежи с радиусом контура питания 1000 м в однородном пласте толщиной 15 м дебит нефти четырехзабойной скважины с горизонтальными стволами длиной 100 м и

радиусом 0,1 м при прочих равных условиях превышает дебит трехзабойной скважины на 6% и менее дебита пятизабойной скважины на 2%. В связи с этим в однородных пластах водной многозабойной скважине нет необходимости бурить более четырех стволов. На рис. 3 показана схема МЗС, ствол которой размещен на поверхности конуса с вершиной выше кровли пласта в устойчивых породах (известняках, доломитах, плотных мергелях и т. п.).

Статический уровень находится выше технически возможной глубины добуривания верхнего ответвления и выше границы устойчивых пород. Нижняя часть разреза не имеет водоносных; поглощающих или других прослоев, требующих изоляции скважины обсадной колонной и цементированием.

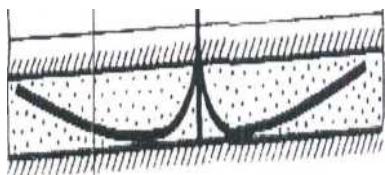
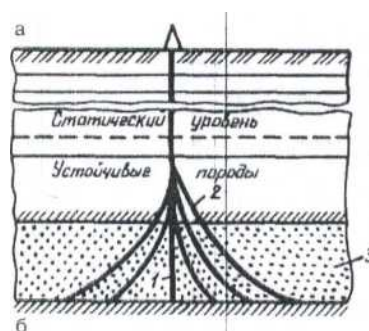
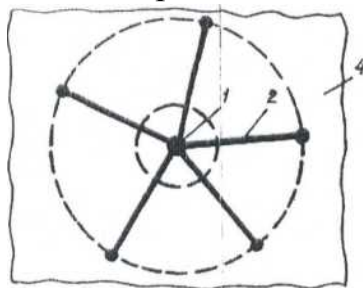


Рис.2. Профиль МЗС.

Для достижения основной ствол, где насос, ответвления ниже статического

Как видно из рисунка забуриваются выста и устойчивость чить сохранность, как



стволов в процессе длительной эксплуатации скважины.

Кроме того, сохранение в первоначальной форме мест ответвлений (без развития «желобов» и расширения) позволит в процессе эксплуатации вводить трубы для промывки и ремонта дополнительных стволов. При этой форме многозабойной скважины основной ствол крепится эксплуатационной колонной, немного не до-

Рис.3. Профиль МЗС. ствол при необходимости мо- ранее перфорированными хвостовиками с воронками на верхних концах для облегчения ввода в них труб при ремонте.

Пологонаклонные стволы в слоистом пласте должны иметь угол наклона от вертикали не менее 60°. В слоистом или зонально-неоднородном пласте стволы МЗС могут иметь волнообразный профиль (рис. 4), о чем было сказано выше.

На рис. 2.13, 6 показан вид МЗС в плане, на котором видны проекции пологонаклонных стволов, вскрывающих продуктивный пласт от кровли до его подошвы.

длительного перетока нефти в будет помещен глубинный следует забуривать, возможно уровня. ка, в данном случае ответвление кровли продуктивного пла- всего разреза должна обеспечить ответвлений, так и самих

Если продуктивный пласт небольшой толщины имеет высокое пластовое давление или находится под воздействием процесса поддержания пластового давления и непосредственно над продуктивным пластом залегают неустойчивые породы, сильно затрудняющие проводку искривленных или пологих стволов, а также водоносные, газonosные или поглощающие пласты, требующие обязательного перекрытия ствола скважины обсадной колонной с цементированием, а в разрезе (в средней или нижней его части) имеется интервал, сложенный устойчивыми и плотными породами (например, ангидриды, плотные доломиты и т.п.), то целесообразно применять МЗС,

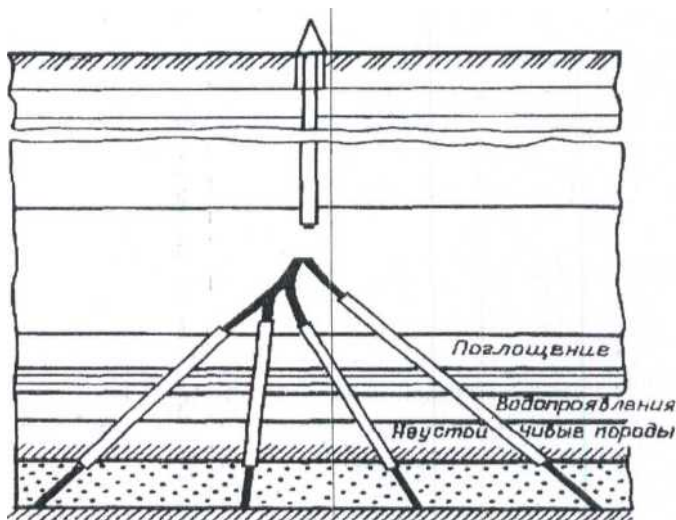


Рис.4.Схема разветвления МЗС в сложном разрезе

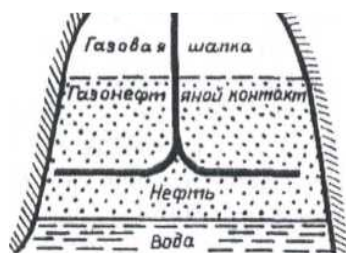
профиль которой показан на рис. 2.14. В устойчивом и плотном участке разреза производят разветвление МЗС с одновременным креплением дополнительных стволов в интервалах неустойчивых водогазовых или поглощающих пород.

Многоярусные скважины

Для пластов большой толщины (100 м и более) в некоторых случаях целесообразно использовать многоярусные скважины. В каждом ярусе бурят по три-четыре дополнительных ствола. Для различных целей разработки сооружают по два-три яруса горизонтальных стволов. Такие скважины могут успешно использоваться при разработке, например, залежей с высоко вязкими нефтями. Теплоноситель в этом случае можно закачивать в определенном порядке циклически в средний ярус скважин, а отбор нефти производить через ярус дополнительных горизонтальных стволов из верхнего и нижнего ярусов.

Многоярусные скважины могут использоваться для равномерного охвата пласта дренированием при схемах вертикального вытеснения снизу вверх ил и сверху вниз. При разработке на естественном режиме такие скважины могут создавать условия для наиболее полного и быстрого отбора нефти. Для лучшего дренирования пласта направления

Рис.5. Схема возможного применения многоярусных скважин.



Многоярусные скважины с горизонтальными стволами могут быть рекомендованы для залежей большой толщины, имеющих газовую шапку. В этом случае верхний ярус стволов (три-четыре ствола) бурят в пределах газовой шапки, нижний ярус стволов - в пределах нефтяной части залежи (рис. 5).

При соответствующем отборе нефти и газа можно создать такие условия, при которых газонефтяной контакт не будет перемещаться. Эксплуатация таких скважин потребует распаковки яссов в открытом стволе. Некоторый опыт совместной эксплуатации нефтяных и газовых пластов в обсаженной вертикальной скважине накоплен в НГДУ «Кинель-нефть» ПО «Куйбышевнефть» (г. Похвистнево). Такой же профиль многоярусной скважины можно использовать на водоплавающих залежах для борьбы с конусами подошвенных вод и для осуществления схем вертикального вытеснения нефти (рис.6). Многоярусные скважины с пологонаклонными стволами в каждом ярусе могут быть рекомендованы для разработки продуктивных пластов большой толщины, предела еденный чередованием слоев нефтеносных песчаников и песков тнепроницаемыми слоями глин, мергелей (рис. 6).

Радиально разветвленные скважины

Из горизонтального ствола диаметром 178—216 мм можно пробурить до 100 и более радиальных стволов диаметром 89—115 мм.

Если наиболее продуктивной частью пласта является его верхняя часть, в которой размещается нефтеносный слой самой большой толщины, то в этих условиях с успехом может быть применен профиль МЗС. Этот профиль МЗС лишен недостатков горизонтальных и пологонаклонных скважин. Основной горизонтальный ствол МЗС проведен в верхней части пласта в наиболее продуктивном слое, а забой ее, как и все дополнительные стволы, вскрывает продуктивный пласт до его подошвы.

Число радиальных стволов будет определяться степенью неоднородности пласта, и, по существу, каждый забой такой скважины будет заменять вертикальную скважину, расположенную на месте его проводки. Если наиболее продуктивная часть пласта нефтенасыщенные линзы или часто переслаивающиеся нефтенасыщенные слои песчаников и непроницаемых глин, то предпочтительнее использовать в качестве как добывающих, так и нагнетательных радиально-горизонтальные скважины, профиль которых показан на рис. 8

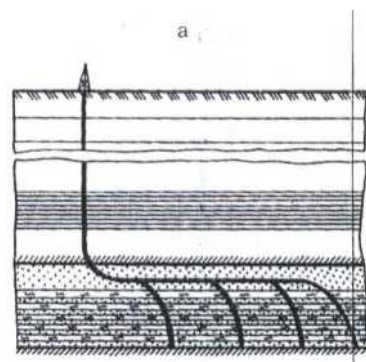


Рис. 7. Нагнетательно радиально-горизонтальная скважина

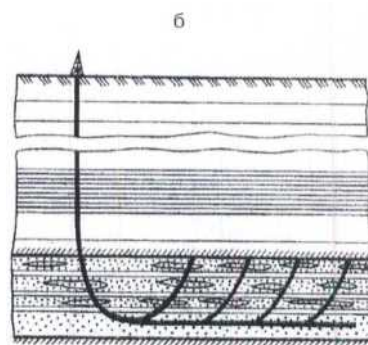


Рис. 8. Нагнетательно радиально-горизонтальная скважина