

существующим пластовым давлением, и с неустойчивыми аргиллитами равновесие в полном объеме не обеспечивается.

В итоге учитывая слабую активность минералов аргиллитов, наличие зон АНПД, а также вышезалегающие галогенно-карбонатные породы можно предполагать, что для увеличения устойчивости аргиллитов физико-химическими методами необходимо рассматривать, прежде всего, закрепляющие. С учетом имеющегося опыт бурения в регионе целесообразно первоначально рассматривать следующую схему при подборе системы и методов (табл. 2) [4].

На основании сравнения типов раствора на предмет адаптивности к разрезу ВЧНГКМ очевидно, что наиболее приемлемый вариант при выборе системы является раствор на углеводородной основе. Его использование решает проблему с устойчивостью аргиллитов, растворением солей, а также снижает уровень кавернообразования до 25-30% [4].

Литература

1. Практика применения РУО // Презентация компании MI – SWACO. – г. Волгоград, 2009. – 74 с.
2. Практические вопросы применения растворов на углеводородной основе // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 44 с.
3. Опыт применения РУО на Юрхаровском месторождении // Презентация компании MI – SWACO. – ХМАО, 2010. – 18 слайдов.
4. Технично-экономическое обоснование применения РУО на Верхнечонском месторождении // проект компании MI – SWACO. – г. Иркутск, 2010. – 55 с.
5. Арсланбеков А.Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе // Бурение и Нефть. – Март 2011. – №3 – С. 132 – 140.
6. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений / Под ред. В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ ПРИ БУРЕНИИ ПОД КОНДУКТОР НА ДУЛИСЬМИНСКОМ НГКМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУВКИ СКВАЖИН ГАЗООБРАЗНЫМ РАБОЧИМ АГЕНТОМ

К.В. Бузанов, Г.Г. Синебрюхов

Научный руководитель: доцент К.И. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня все чаще на самых высоких уровнях руководства нашей страны звучит слово «инновация». Особенно часто это определение можно услышать в контексте проблем индустриального сектора. Значение этого слова подразумевает внедрение качественно новых идей, позволяющий получить положительные технические, технологические и экономические эффекты от их реализации. А поскольку наша страна обладает огромными запасами полезных ископаемых, в том числе и углеводородного сырья, то нефтегазодобывающая отрасль, как никакая другая, требует внедрения новых технологий.

Все большее внимание на сегодняшний день уделяется развитию нефтегазового сектора Восточной Сибири, т.к. на территории Восточной Сибири сосредоточены значительные запасы углеводородного сырья. Так извлекаемые запасы нефти на Верхнечонском месторождении оцениваются в 196 млн. тонн, а суммарные запасы нефти на Толоканском и Юрубчено-Тохомском месторождениях составляют более 170 млн. тонн [1]. Для повышения инвестиционной привлекательности регионов Востока, в частности на территории Иркутской области и Якутии, отменен налог на добычу полезных ископаемых. Безусловно, это стимулирует бизнес вкладывать средства в развитие региона. Однако, все резервы углеводородов, сосредоточенные в Восточной Сибири, можно с уверенностью считать трудноизвлекаемыми, в связи со сложным геологическим строением недр региона.

Так, процесс углубки скважин на Дулисьминском месторождении Иркутской области ведется при несовместимости условий бурения. Несовместимые условия бурения являются следствием распространения экзогенной трещиноватости на глубинах до 300 метров в интервале Верхоленской свиты, которая имеет очень сложное строение, обусловленное также переслаиванием контрастных по проницаемости пород, и поэтому процесс бурения интервала Верхоленской свиты ведется при катастрофических поглощениях бурового раствора, что неизбежно влечет за собой колоссальные экономические затраты. Так, например, на скважине №1106 катастрофическое поглощение бурового раствора открылось на глубине 50 метров. Борьба с таким типом поглощения, и на такой глубине утяжелением бурового раствора не представляется возможным, и закачивание кольматационного материала также не приносит требуемого эффекта. Вследствие этого, срок сооружения секции кондуктора на скважинах Дулисьминского месторождения составляет до 20 дней. Одновременно со сложными условиями бурения Верхоленской свиты, в структуре стратиграфического разреза ДНГКМ присутствуют мощный пласт солевых отложений в интервале Усольской свиты на глубине 1100-1900 метров и неустойчивые, склонные к набуханию и осыпанию аргиллиты в интервале Мотской свиты на глубине 2350-2400 метров. И если последние два факта осложняют процессы проектирования скважины и подбора оптимального бурового раствора, то катастрофические поглощения бурового раствора в интервале Верхоленской свиты представляют собой более серьезную проблему.

Инновационным решением проблем сооружения кондукторов на Дулисьминском НГКМ, с большой долей вероятности, можно считать внедрение опережающего бурение интервалов подкондуктор мобильными

буровыми установками с использованием газообразных промывочных реагентов. Опережающим будем называть такой тип бурения, при котором на кустовой площадке первоочередным является бурение подкондуктор, а затем бурение остальных интервалов с помощью установок для эксплуатационного и разведочного бурения. Необходимо заметить, что бурение секций подкондуктор ведется вращательным способом от привода ротора, без искусственного искривления ствола скважины, что упрощает техническую и технологическую реализацию бурения обозначенного интервала с промывкой газообразным реагентом. Также при бурении таким способом увеличиваются механическая скорость и срок службы долота, меньше загрязняются горные породы и продуктивные пласты; сокращается время отбора образцов шлама; практически устраняется потеря циркуляции в пластах, не содержащих воду и нефть; при использовании газов можно осуществлять заканчивание в продуктивных газовых пластах, имеющих низкие пластовые давления, с сохранением естественных коллекторских свойств; практически исключается возможность пропустить пласты, содержащие воду, нефть или газ, дебиты и легко замерить, не прибегая к испытаниям пласта через бурильную колонну; устраняются выпучивания, размыв стенок ствола и обвалы в породах, естественная структура которых нарушается при смачивании водой[2].

Полученные преимущества позволяют уменьшить время и стоимость бурения скважин.

Однако при использовании воздуха и газа процесс бурения усложняется по следующим причинам:

1. Нет противодействия в скважине, которое обеспечило бы контроль за притоком воды, нефти и газа;
2. Отсутствует возможность контролировать устойчивость стенок ствола скважины;
3. Бурильная колонна теряет плавучесть из-за отсутствия архимедовой силы, что вызывает увеличение нагрузки на лебедку на 20-25%;
4. Увеличивается возможность образования взрывоопасной смеси в стволе скважины (при использовании воздуха) и в зоне буровой установки (при применении газа);
5. Буровую установку необходимо укомплектовать дорогим специальным оборудованием (компрессоры, дивертор)[4].

Существует несколько видов газообразных агентов, которые применяются при бурении скважин: выхлопные газы ДВС, азот, природный газ, сжатый воздух, туман, пены, аэрированные жидкости. Выбор определенного вида промывочного агента зависит от множества факторов, требующих детального анализа, в том числе от устойчивости пород разреза скважины, величины притока пластового флюида к скважине.[2]

Благоприятными для использования воздуха (газа) горно-геологическими условиями следует считать устойчивые горные породы, в которых отсутствуют вода и нефть. Углубление ствола с использованием сжатого воздуха и газов можно вести в увлажненных устойчивых горных породах и при очень малых водопритоках (до 11,4 л/мин). [1] Чтобы исключить слипание шлама, в рабочий агент вводят порошкообразные вещества – агенты, предотвращающие слипание шлама, и осушающие агенты (поглощающие воду).[3]

Если в геологическом разрезе имеются неустойчивые горные породы, то ствол можно углубить, используя при промывке пену. Она имеет следующие преимущества:

1. Низкие скорости восходящего потока в затрубном пространстве и стабилизирующее воздействие пены на водовосприимчивые формации позволяют углублять ствол в неустойчивых породах без размывания стенок ствола и образования каверн.
2. Исключается потеря циркуляции рабочего агента в зоне низкого пластового давления.
3. Увеличиваются механическая скорость и проходка на долото по сравнению с использованием буровых растворов.
4. По анализу пены, выходящей из выкидной линии, можно судить о наличии нефтегазоносных пластов и пластов, содержащих соленую воду.
5. Устраняется возможность неожиданного газопроявления, так как пена поглощает газ.
6. Резко сокращаются затраты на специальное оборудование.[4]

Однако использование пены имеет недостатки:

1. Низкая механическая скорость в сланцах, особенно, в липких глинах.
2. Необходимость большого количества компрессоров при наличии притоков нефти и воды свыше 3 л/мин для сохранения устойчивости пены.
3. При газопоступлениях свыше 8-12 м³/мин использования пен исключается.[4]

Как показывает современная практика, благоприятными условиями для использования пен следует считать горные породы (например, кавернозные и трещиноватые рифовые отложения с низкими пластовыми давлениями), в которых имеются притоки воды и нефти не свыше 3 л/мин. Их применение наиболее экономически эффективно при углублении ствола большого диаметра.[3]

Когда углубление ствола с использованием сжатого воздуха (газа) и пен становится нерациональным, вследствие увеличения поступления в скважину воды, нефти или газа, то для поддержания нормальных условий технологического процесса необходимо использовать туман. Использование последнего по сравнению с использованием воздуха и пен имеет ряд преимуществ[2]:

1. Исключаются осложнения, связанные с образованием сальников в результате слипания шлама с водой или нефтью, при любых их поступлениях из пласта.
2. При поступлении в скважину природного газа исключается образование взрывоопасной смеси и возникновение пожаров на буровой.

В то же время при использовании тумана появляются и недостатки:

1. Возрастают энергетические затраты в результате большого расхода и давления рабочего агента.

2. Наблюдается коррозия бурильных труб, если не применяются ингибиторы.

При использовании тумана сохраняются те же преимущества и недостатки, которые свойственны углублению ствола с применением воздуха и пен.

Аэрированные жидкости применяются в отечественной и зарубежной практике как эффективное средство для прохождения зон поглощений, в которых пластовое давление воды, нефти или газа ниже гидростатического. По сравнению с другими типами газообразных агентов – воздухом (газом), пенами и туманом - аэрированная жидкость имеет следующие преимущества[2]:

1. Легче предупредить внезапные водонефтегазопрооявления, так как часть скважины заполнена жидкостью;

2. Облегчается работа по герметизации устья скважины.

Аэрированные жидкости по сравнению с обычными буровыми растворами дают возможность:

1. Вследствие уменьшения гидростатического давления проходить зоны поглощений без осложнений, улучшать условия разрушения горной породы и очистки скважины от шлама, снижать давление в стояке и на насосах, уменьшать вредное воздействие на коллекторские свойства продуктивного пласта, опробовать пласты без дорогостоящего испытателя.

2. Ликвидировать гидравлические удары и пульсации в нагнетательной линии.

3. Уменьшать расход мощности для разрушения горной породы.

В то же время при использовании аэрированных жидкостей для промывки скважин наблюдается коррозия бурильных труб, ограничиваются возможности использования гидромониторного эффекта, так как требуются компрессоры высокого давления; исключается возможность углубления ствола через водонефтегазоносные горизонты, имеющие пластовые давления выше гидростатического или равные ему; стабильность системы связана с эффективностью циркуляции жидкого компонента[2].

Подробное исследование и более детальный анализ стратиграфического разреза скважин на ДНГКМ позволит сделать правильный, с точки позиции соблюдения технологического процесса, выбор в пользу определенного вида газообразного промывочного реагента или же их совокупности. Однако, уже на стадии выявления проблемы можно сделать вывод о том, что промышленное внедрение опережающего бурения интервалов под кондуктора на ДНГКМ позволит не только существенно сократить аварийность и сроки строительства скважин, но и коренным образом поменять концепцию технологии бурения скважин в условиях Восточной Сибири.

Литература

1. Авраменко М. Нефть Восточной Сибири: труднодоступна, но необходима // Континент Сибирь. – Новосибирск 2010. –Апрель №12. – С. 6-7.
2. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А.С. Бронзов. –М.: Недра, 1989. – 288 с.
3. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями / Э.Х. Мехтиев. – М.: Недра, 1980. – 74 с.
4. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А.Д. Башкатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 554 с.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ДОВИНЧИВАНИЯ И НОРМАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ БУРОВЫХ ШТАНГ ПРИ ДЕЙСТВИИ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА И УДАРНЫХ НАГРУЗОК

С.С. Васенин

Научный руководитель: профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Широкое распространение при бурении скважин малого диаметра в твердых горных породах получил вращательно-ударный способ. В этом случае резьбовые соединения буровых штанг испытывают одновременно действие крутящего момента, осевого усилия подачи и ударных нагрузок.

В данной работе приведены результаты исследований напряжений в элементах резьбовых соединений штанг возникающих в результате нанесения серии ударов и постоянно действующего крутящего момента.

Установлено, что при наличии крутящего момента и силового импульса сжатия от продольного удара происходит довинчивание штанг (рис.1), в результате чего увеличиваются статические нормальные напряжения в элементах резьбовых соединений (показания с микроамперметра снимались при включенном ударном механизме и усилий подачи равном нулю). Увеличение статических напряжений сжатия – растяжения в элементах соединительных узлов объясняется тем, что при прохождении ударного импульса сжатия через соединение, витки ниппеля или муфты разгружаются от статических напряжений растяжения. В рассматриваемом случае внешний крутящий момент обеспечивает относительное угловое смещение буровых штанг на величину, соответствующую деформации растяжения, уменьшающейся в ниппеле или муфте при прохождении ударного импульса сжатия.