

Нигматов Ленар Гамирович

доцент

Филиал ФГБОУ ВО «Российский государственный университет
нефти и газа им. И.М. Губкина» в г. Оренбурге

г. Оренбург, Оренбургская область

DOI 10.21661/r-563543

ОПТИМАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Аннотация: в статье представлен анализ особенностей бурения скважин в условиях Приволжского региона, где распространены случаи разделения бурового раствора. Обозначены основные принципы и этапы, на которых расположены следующие направления: бурение, спускоподъемные операции и крепление скважин, что приводит к частным и катастрофическим отношениям. Подчеркивается уровень контроля забойного давления и разработка методов устранения нарушений для повышения эффективности буровых работ и снижения их себестоимости. Автором анализируются методы устранения выбросов, такие как бурение с гидравлическим затвором и установка профильных перекрывателей, требующих значительных объемов технической воды и высокопроизводительных насосов. Приведен пример сравнения зон разделения в условиях Низовского месторождения Самарской области с описанием условий пластов и оптимизации.

Ключевые слова: бурение, скважина, поглощение бурового раствора, гидрозатвор, перекрыватель.

Месторождения Приволжского региона часто сопровождаются проблемой поглощения бурового раствора, что требует особого подхода при бурении и разработке скважин. Решениям данной проблемы уделено большое внимание ведущих ученых в области бурения [1]. Осложнения могут возникать на различных этапах, включая бурение, спускоподъемные операции и геофизические исследования, особенно при выполнении работ по креплению скважины, где повышается риск частичных и катастрофических поглощений.

Основной причиной возникновения таких осложнений является превышение давления столба бурового раствора над пластовым давлением, что вызывает поглощение раствора пластом. Это увеличивает затраты на материалы и на процесс бурения в целом. В условиях катастрофического поглощения задача осложняется возможностью прорыва пластовых флюидов из-за снижения уровня статики.

Решение проблемы катастрофических поглощений и выбор подходящих технологий для ведения таких работ стали приоритетными задачами буровых предприятий, так как они требуют значительных ресурсов. Буровой и цементный растворы в больших объемах расходуются на участках с интенсивным поглощением, что повышает стоимость строительства скважин и добычи углеводородов [2]. Разработка эффективных методов укрепления стенок скважин и контроля забойного давления позволит повысить эффективность бурения, снизить риск осложнений и сократить финансовые потери. На примере бурения скважины Низовского месторождения Самарской области рассмотрим процесс проходки Фаменского яруса, который сложен проницаемыми породами, склонными к образованию зоны катастрофического поглощения (Рис. 1.).

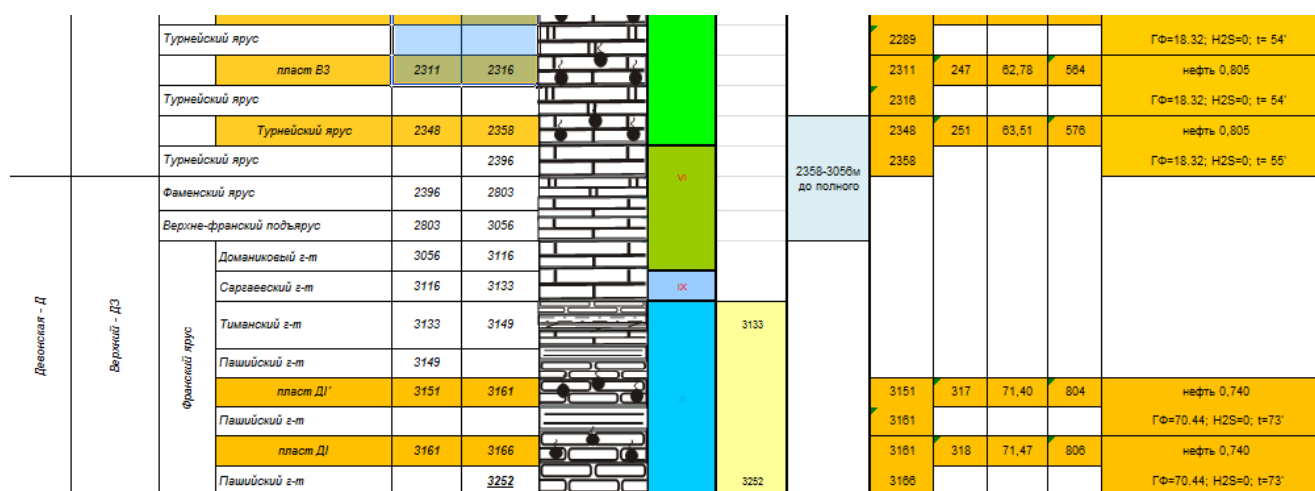


Рис. 1. Геологическая характеристика зоны поглощения Низовского месторождения.

Для устранения катастрофических поглощений широко применяется метод бурения с использованием гидравлического затвора. Эффективным решением является установка профильного перекрывателя в нестабильных породах, однако

для этого требуется значительное количество технической воды. Обычно на таких скважинах заранее обустривают технологический амбар объемом около 1000 м³. После установки амбара прокладывают линию от него до емкостного парка и подключают к высокопроизводительному береговому насосу, оптимально – с мощностью до 100 м³/ч, что особенно важно для углубления скважины. При производительности буровых насосов в 16 л/с береговой насос обеспечивает стабильную подачу от амбара к емкостному блоку. Для более надежного водоснабжения создаются два водяных колодца с производительностью по 5 м³/ч каждый, что позволяет оперативно пополнять емкостный парк и иметь резервный источник воды для буровой. В зимний период требуется, подогрев водяной линии горячим паром, чтобы избежать ее замерзания. Кроме того, крановая техника должна поддерживать уровень жидкости в амбаре, поскольку образование наледи может уменьшить полезный объем. Перед первым зимним запуском берегового насоса необходимо провести его проверку: убедиться в том, что электродвигатель просушен, вал легко вращается вручную, а крыльчатка насоса не заедает. Объем жидкости замещения рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times (D_{\text{вн.бт.}})^2 \times l, \text{ м}^3$$

Откуда:

$D_{\text{вн.бт.}}$ - внутренний диаметр буровой трубы, м;

l – длина буровой колонны, м.

Далее зная необходимый объем бурового раствора, можем посчитать время, через которое закончится процесс замещения вязкой смеси буровым раствором в буровых трубах. Производительность бурового насоса при замещении составляет 16 литров секунду. Тогда в минуту буровой насос будет расходовать промывочную жидкость 960 литров в минуту. Переводим имеющиеся кубы раствора в литры. $19,5 \times 1000 = 19500$ литров раствора замещения. Таким образом, для полного вытеснения вязкой смеси из трубного пространства необходимо выждать 20,5 минуты при производительности насосов 16 литров в секунду.

После закачки вязкой смеси в поглощающий пласт следующим этапом стал подъем бурильных труб на глубину 200 метров для проведения испытаний пласта и определения его приемистости. Во время подъема свечей бурильных труб с доливом раствора вручную была начата подача бурового раствора. При спускоподъемных операциях важно выполнять долив раствора вручную, чтобы поддерживать его уровень и избежать нерационального расхода. Для предотвращения поступления пластового флюида в скважину автоматический долив бурового раствора отключается до завершения ликвидации поглощения [3].

Компоновка бурильной колонны для операции задавки и испытания пласта включала алмазное долото диаметром 220,7 мм, переводник, утяжелённые бурильные трубы длиной 25 метров, толстостенные бурильные трубы длиной 100 метров, якорную систему и обратный клапан, установленный на глубине 500 метров. Обратный клапан шарового типа был выбран для предотвращения сифонного эффекта при замещении трубного пространства технической водой, так как он менее подвержен забиванию, чем тарельчатый клапан.

После подъема бурильных труб на глубину 2100 метров началось испытание пласта. Производительность насосов стартовала с 20 л/с, а интенсивность поглощения составила 0,5 м³/ч. Далее, увеличив производительность до 32 л/с, было выявлено, что пласт принял 1 м³ смеси, что свидетельствовало об успешной ликвидации частичного поглощения. Испытание пласта с увеличенной производительностью аналогично бурению на винтовом забойном двигателе, что важно для оценки характеристик пласта.

Затем начался спуск компоновки на забой для дальнейшего углубления. Насосы работали на производительности 20 л/с, с давлением в трубном пространстве 50 атмосфер, привода 80 об/мин, нагрузка на долото оставалась постоянной на уровне 8 тонн, а скорость проходки составляла 10 м/ч. На глубине 2695 м произошло оседание на 30 см и полная потеря циркуляции.

После согласования с геологической службой бурение продолжили методом гидрозатвора на технической воде, которая подавалась через трубопроводы в емкостной блок, а в кольцевое пространство добавлялся буровой раствор плотностью 1,20 г/см³, объемом 80 м³.

В заключении отмечается, что проблема поглощения бурового раствора на месторождениях Приволжского региона требует комплексного подхода и применения современных технологий, способных минимизировать риски и повысить производительность бурения. Проведенные исследования показали, что использование методов, таких как гидравлический затвор и установка профильных перекрывателей в нестабильных породах, позволяет эффективно управлять катастрофическими поглощениями и предотвращать поступление пластовых флюидов. Важно также учитывать особенности зимнего периода, при котором необходимы дополнительные меры для поддержания стабильного водоснабжения и обеспечения бесперебойной работы оборудования. Практическое значение разработок и рекомендаций, изложенных в статье, заключается в возможности снизить затраты на бурение и уменьшить потери бурового и цементного растворов, что в конечном итоге способствует снижению себестоимости добычи нефти и газа.

Список литературы

1. Шиповский К.А. Анализ эффективности методов ликвидации поглощений бурового раствора на месторождениях Самарской области / К.А. Шиповский, В.А. Капитонов, М.Е. Коваль [и др.] // Бурение и нефть. – 2022. – №11. – С. 32–35. – EDN AZUAEU.
2. Нигматов Л.Г. Эффективность применения обратной срезки цементного раствора для снижения аварийности при креплении эксплуатационных хвостовиков / Л.Г. Нигматов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – №10 (382). – С. 17–22. – EDN YLDFMQ.
3. Нигматов Л.Г. Буровые растворы. Назначение и применение при бурении глубоких скважин: учебное пособие / Л.Г. Нигматов, А.Е. Калинин. – Уфа: Аэтерна, 2024. – 180 с. – ISBN 978–5–00249–079–0. – EDN HTRGIF.