

Ковалев А.А.

Студент

4 курс, Инженерная школа природных ресурсов

Национальный исследовательский Томский политехнический

университет

Россия, Томск

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРОФОБНЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ

***Аннотация:** Рассматривается вопрос сохранения устойчивости ствола скважины при бурении в неустойчивых глинистых породах на примере глинисто-аргиллитовых отложений. Рассмотрено влияние плотности бурового раствора и введения в его состав гидрофобных кольматантов на процесс осыпания пород.*

***Ключевые слова:** бурение, буровой раствор, плотность, глинистая порода, кольматант, микротрещины.*

***Annotation:** The issue of maintaining the stability of the wellbore while drilling in unstable clay rocks is considered on the example of clay-mudstone deposits. The influence of the density of the drilling fluid and the introduction of hydrophobic colmatants on the process of shedding rocks is considered.*

***Keywords:** drilling, drilling mud, density, clay, colmatant, microcracks.*

Как известно, при бурении в неустойчивых отложениях резко повышается количество осложнений, связанных с потерей устойчивости и осыпанием горных пород. В данной статье приводится обзор некоторых научных статей и выводы о возможности применения некоторых компонентов

в составе буровых растворов, которые могут позволить сохранить устойчивость ствола скважины при бурении неустойчивых глинистых пород, в частности аргиллитов, склонных к растрескиванию и осыпанию.

Потеря устойчивости пород, например глинисто-аргиллитовых, обусловлена их трещиноватостью и склонностью к растрескиванию при вскрытии вследствие их хрупкости. Растрескивание усиливается при превышении горного давления со стороны глинисто-аргиллитовых пород над гидростатическим давлением, создаваемым буровым раствором. Давление со стороны глинисто-аргиллитовых пород обусловлено массой вышележащих слоев породы. Напряженно-деформированное состояние горных пород при вскрытии в стволе и вблизи скважины изменяется в значительной степени из-за разности давлений – горного и гидростатического, создаваемого рабочим раствором.

При выборе плотности рабочего раствора исходят из значения гидростатического давления, создаваемого раствором $p_{б.р}$, которое должно быть выше, чем давление разрушения пород $p_{раз}$ (давление, при котором происходит потеря устойчивости стенок), и не превышать значение давления гидравлического разрыва пластов $p_{г.р}$, т.е.

$$p_{раз} < p_{б.р} \leq p_{г.р}$$

При этом необходимо стремиться уравновесить гидростатическим давлением бурового раствора напряжения во вскрываемых породах. Низкая плотность бурового раствора может стать причиной возникновения микротрещин и осыпаний стенок скважин. С ростом напряженно-деформированного состояния глинисто-аргиллитовых пород не всегда удается выбрать раствор с оптимальной плотностью, что сопровождается обильными осыпаниями. На практике такие породы получили название «стреляющих» аргиллитов. Увеличение плотности рабочего раствора в некоторых случаях позволяет предотвратить осыпание стенок скважин за счет снижения растрескивания глинисто-аргиллитовых пород. Среди специалистов в области

бурения существует мнение, что оптимальное значение плотности раствора при бурении глинисто-аргиллитовых пород должно предотвратить их растрескивание.

Разупрочнение трещиноватых уплотненных глинисто-аргиллитовых пород происходит за счет проникновения жидкости в микротрещины. В зависимости от геометрических размеров микротрещин, жидкость проникает в виде раствора или в виде фильтрата. Скорость и глубина проникновения жидкости в микротрещины определяется ее геометрическими размерами, технологическими свойствами раствора и глинистых пород. Снижение скорости и глубины проникновения жидкости в микротрещины можно обеспечить путем кольматации микротрещин гидрофобными материалами, благодаря которой достигается блокирование раствора и фильтрата в микротрещины [1].

Геометрические размеры микротрещин в уплотненных глинистых породах соизмеримы с размерами твердой фазы. Рабочий раствор и фильтрат проникают в микротрещины, создают расклинивающий эффект и приводят к осыпанию глинистых пород в ствол скважины. Проникновение фильтрата раствора происходит в те микротрещины, куда раствор не способен проникать из-за мелких геометрических размеров микротрещин и высоких реологических показателей раствора. Для снижения проникновения раствора и фильтрата по сети микротрещин необходимо обеспечить гидрофобную блокировку микротрещин [1].

Снижение проникновения (блокирование) раствора (или его фильтрата) в микротрещины глинистых пород достигается механической кольматацией микротрещин за счет использования буровых растворов, включающих составы гидрофобных кольматантов с содержанием твердых гидрофобных материалов: сажа, органофильный бентонит, карбонат кальция и магния, рисовая шелуха, окисленный битум, диспергированная резина, асбест и др.(рисунок 1).

При бурении глинисто-аргиллитовых пород имеют место осыпания и обвалы пород высокой интенсивности, потеря циркуляции, прихват инструмента, кавернообразование и т.д. [2].



Рисунок 1. Схематическое изображение реализации механической кольятации [1]

Используемые в настоящее время буровые растворы характеризуются хорошими ингибирующими свойствами (сохраняют устойчивость пластичных глин), однако они не способны в глинисто-аргиллитовых породах блокировать микротрещины путем их кольятации и создать гидрофобный экран. Для повышения кольяматирующих свойств раствора ранее практиковали использование гидрофобной добавки – высокоокисленного битума в нефти или в дизельном топливе. Из-за сложности растворения битума в углеводородах эффективность добавки была низкой, к тому же это создавало экологические проблемы.

Последние попытки использовать растворы с гидрофобными кольяматантами для предупреждения осыпаний глинисто-аргиллитовых пород были предприняты на скважине № 709 Астраханского ГКМ. В качестве гидрофобного кольяматанта использовался частично омыленный талловый пек, однако из-за неудобств работы с данным реагентом он не нашел широкого применения, несмотря на положительные результаты применения [3].

Авторами [2] был разработан буровой раствор с содержанием гидрофобного кольяматанта 15 %. В качестве гидрофобного кольяматанта использовалось талловое масло (далее – ТМ). ТМ – это темноокрашенная жидкость с резким запахом, представляющая собой смесь органических

соединений, преимущественно ненасыщенных и жирных кислот; продукт обработки серной кислотой сульфатного мыла, получаемого в качестве побочного продукта при варке целлюлозы сульфатным способом. Используется как флотореагент, компонент смазочно-охлаждающих жидкостей, а также полуфабрикат для получения канифоли, органических кислот и других соединений. Также необходимо отметить, что ТМ в растворе играет роль смазочной добавки.

После завершения лабораторных и стендовых исследований упомянутого раствора было принято решение использовать его при строительстве скважины № 2062 Астраханского ГКМ под первую техническую колонну в интервале бурения 350–3600 м. При этом вторая половина указанного интервала содержит большое количество хрупких глинисто-аргиллитовых пород.

Так, например, при бурении интервала 1557–1565 м скважины № 2062 Астраханского ГКМ при очередном отрыве от забоя были зафиксированы затяжки до 8 тн, при этом на виброситах наблюдался повышенный вынос шлама. Все информативные признаки свидетельствовали о потереустойчивости ствола скважины в виде осыпания несцементированных трещиноватых глинисто-аргиллитовых пород. Содержание ТМ перед вскрытием данного интервала составляло 5,5 %. Если в пластичных глинах такое содержание ТМ позволяет стабилизировать ствол скважины, то в трещиноватых глинисто-аргиллитовых породах этого содержания для гидрофобной кольматации оказалось недостаточно. Увеличением содержания ТМ до 10–11 % в течение 2–3 циклов промывки удалось полностью остановить осыпание глинисто-аргиллитовых пород [2].

Для повышения эффективности механической кольматации микротрещин целесообразнее комбинированное использование твердых и жидких адгезионных гидрофобных материалов и увеличение их концентрации в составе раствора.

Таким образом, при возникновении осыпаний аргиллитов (характерный шлам на ситах в виде чешуек, пластинок) необходимо доводить содержание гидрофобного кольматанта до максимально возможного уровня. Это позволит сохранить устойчивость стенок скважины либо, если осложнение уже началось, остановить осыпание неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений.

Библиографический список

1. Выбор буровых растворов для стабилизации глинистых отложений при бурении нефтяных и газовых скважин / М.М.-Р. Гайдаров [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2012. – №3.

2. О применении ацетатно-калиевого спиртового бурового раствора на скважине № 2062 Астраханского ГКМ / А.А. Хуббатов, Д.В. Мирсаянов, А.Д. Норов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2012. – № 10. – С.35-40.

3. Эффективность применения новых ингибирующих реагентов на основе талового пека при бурении на Астраханском ГКМ / Е.В. Егорова [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2010. – №1.