

УДК 622.244.442

*РУЖНИКОВ Алексей Григорьевич, соискатель кафедры бурения института нефти и газа Ухтинского государственного технического университета. Автор 9 научных публикаций*

## **ВЫБОР МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ВОДООТДАЧИ ПРИ БУРЕНИИ ЛИТИФИЦИРОВАННЫХ СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД**

Одной из насущных проблем, возникающих при строительстве нефтяных и газовых скважин, является стабильность открытого ствола в слабосвязанных литифицированных отложениях, представленных глинистыми сланцами, сланцевыми глинами и сланцами.

Как было подтверждено рядом исследований, потеря стабильности сланцевых отложений при бурении скважин может происходить из-за проникновения фильтрата бурового раствора между плоскостями напластования и в микротрещины породы, которое приводит к механическому разрушению стенок скважины и значительному кавернообразованию, что, в свою очередь, напрямую связано с водоотдачей бурового раствора.

В статье рассмотрены основные методы измерения водоотдачи бурового раствора, используемые в мировой нефтяной промышленности. Определены основные ограничения, а также произведено сравнение результатов измерений, выполненных по различным методикам. Рекомендованы методы измерения водоотдачи при бурении сланцевых отложений.

**Ключевые слова:** литифицированные отложения, бурение скважин, водоотдача бурового раствора, мгновенная водоотдача бурового раствора.

**Введение.** Получение фактических значений водоотдачи является крайне важным для минимизации воздействия на призабойную зону скважины при бурении нестабильных пород, таких как сланцы. Это связано с расклинивающим действием фильтрата: потеря стабильности и разрушение пород происходит из-за проникновения фильтрата бурового раствора между плоскостями напластования и в микротрещины породы [1, 2], что приводит к механическому разрушению стенок скважины и значительному кавернообразованию.

Параметром, тесно связанным с водоотдачей раствора, является мгновенная фильтрация. Мгновенная фильтрация (мгновенная водоотдача) определяется как объем жидкости, проходящей через фильтрующую среду перед образованием фильтрационной корки в момент скола породы долотом. Она часто не учитывается при бурении в хорошо цементированных породах. Однако в связи с тем, что одной из главных целей при бурении в сланцах является предотвращение проникновения бурового флюида в породу,

слагающую стенки скважины, и продвижения фронта давления, измерение и уменьшение мгновенной водоотдачи играет важную роль. При высоких значениях мгновенной водоотдачи буровой раствор проникает в сланцевые отложения до того, как поры породы закольматируются. При прекращении циркуляции давление в скважине становится равным гидростатическому (меньше, чем эквивалентная плотность) и наблюдается обратная фильтрация, т. е. флюид, проникший в породу под давлением циркуляции, будет выделяться обратно. Все это приводит к дестабилизации сланцевых отложений [2].

Таким образом, определение верных значений водоотдачи и мгновенной фильтрации на стадии планирования, а главное, соблюдение их при бурении является ключевым фактором безаварийного процесса строительства скважины.

**Методы определения водоотдачи бурового раствора.** В настоящее время в международной практике существует два основных метода определения водоотдачи бурового раствора:

- динамический тест определения водоотдачи;
- статический тест определения водоотдачи по методике Американского нефтяного института (АНИ).

Динамический тест показывает водоотдачу и формирование фильтрационной корки в процессе циркуляции бурового раствора и выполняется только в лабораторных условиях.

Статический тест по методике АНИ [4] (российским аналогом является РД-39-2-645-81 «Методика контроля параметров буровых растворов») выполняется при давлении в 0,69 МПа (100 фунт-сила/дюйм<sup>2</sup>) и комнатной температуре с использованием стандартного фильтра-пресса. Другим его типом является статический тест, выполняемый при высокой температуре – высоком давлении (ВТВД) со стандартными значениями 65 °С и 3,4 МПа, которые, однако, могут быть выше и зависят от применяемого оборудования. Например, прибор «Filter Press НРНТ 500 МЛ» [3] имеет максимальную температуру 260 °С и дифференциальное давление 7,2 МПа. ВТВД-тест позволяет смоделировать

и измерить статическую фильтрацию в условиях скважины и спрогнозировать способность бурового раствора эффективно кольматировать поры породы и формировать проницаемую фильтрационную корку.

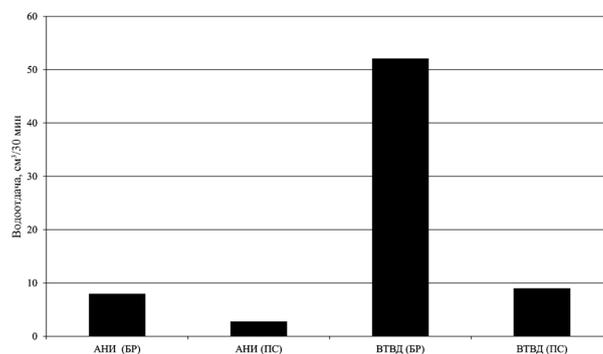
**Сравнение результатов статических тестов.** Для проведения статических тестов были использованы базовый водный раствор КС1 плотностью 1,23 г/см<sup>3</sup> и РНРА-КС1-гликоль-графитовая полимерная система, классифицируемая как недиспергируемая, ингибируемая система с отсутствием химических разжижителей и диспергаторов. Вместо них используются полимерные инкапсуляторы для предотвращения диспергирования глины в системе. Полимерная система обеспечивает тонкую фильтрационную корку с пониженным коэффициентом трения между колонной труб и стволом скважины.

Следующие измерения были выполнены при проведении статических тестов:

- определена водоотдача базового раствора (БР) и полимерной системы (ПС) по методике АНИ и ВТВД;
- определена мгновенная водоотдача базового и полимерного растворов по методике ВТВД.

**Водоотдача.** Полученные данные представлены на *рис. 1*.

Основываясь на этих показателях, можно сделать вывод, что тест по стандартной методике АНИ может привести к неверному заключению относительно фактической водоотдачи в процессе бурения из-за того, что проводится



**Рис. 1.** Результат статических тестов на определение водоотдачи

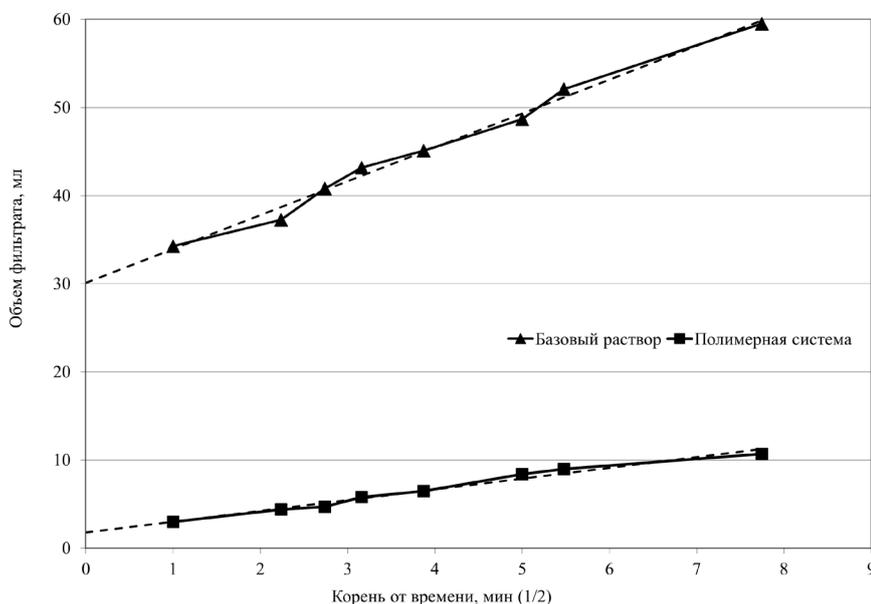


Рис. 2. Результаты испытаний базового и полимерного растворов

при атмосферных условиях (разница в получаемых значениях – до 650 %). Он может показывать низкую водоотдачу и тонкую фильтрационную корку, в то время как в условиях скважины под воздействием повышенной температуры и давления водоотдача будет наиболее близка к значениям, полученным с помощью ВТВД-теста.

**Мгновенная водоотдача.** Результаты ВТВД-теста приведены на рис. 2. Мгновенная водоотдача в данном случае равна значению в месте пересечения оси ординат с линией измеренной водоотдачи.

Анализ полученных графиков показал, что мгновенная водоотдача базового бурового раствора более чем в 15 раз превосходит водоотдачу полимерного раствора; также она выше значений, полученных при проведении теста АНИ, и равна 30 мл. Это означает, что данный объем раствора проникает в породу пласта до того, как сформировалась фильтрационная корка, что не соответствует основному требованию, предъявляемому к растворам при бурении сланцевых отложений – создание фильтрационной корки, которая предотвращает проникновение бурового

флюида в породу, слагающую стенки скважины, и предотвращение продвижения фронта давления вглубь призабойной зоны.

Соответственно, определение и уменьшение мгновенной водоотдачи является одним из основных параметров при минимизации воздействия фильтрата бурового раствора на литифицированные сланцевые породы. Значения мгновенной водоотдачи в сланцевых отложениях не должны превышать  $2 \text{ см}^3/30 \text{ с}$ .

#### Выводы:

1. ВТВД-тест дает более четкое представление о водоотдаче по сравнению со стандартным тестом АНИ. Таким образом, рекомендуется использовать тест ВТВД для мониторинга фактической водоотдачи во внутрискважинных условиях в качестве основного при бурении литифицированных сланцевых отложений.

2. Значение мгновенной водоотдачи является одним из основных параметров, который следует контролировать в процессе бурения сланцевых отложений. При этом рекомендуемые значения мгновенной водоотдачи – не выше  $2 \text{ см}^3/30 \text{ с}$ .

### Список литературы

1. Лал М. Стабильность сланцев: Взаимодействие бурового флюида и прочность сланцев // Журн. нефт. технологий. Апр. 1999. С. 10.
2. Ружников А.Г. Стабильность ствола скважины при бурении на месторождениях южного Ирака // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2013. № 6. С. 58–80.
3. Halliburton. Solving Challenges. URL: <http://www.halliburton.com> (дата обращения: 25.12.2013).
4. ANSI/API 131/ISO 10416. Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids = Рекомендованные практики лабораторных испытаний бурового раствора. Введ. 01.02.2004. Вашингтон, 2004. 125 с.

### References

1. Lal M. Stabil'nost' slantsev: Vzaimodeystvie burovogo flyuida i prochnost' slantsev [Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength]. *Zhurnal neftyanykh tekhnologiy*, April 1999, p. 10.
2. Ruzhnikov A.G. Stability of Production Section in South Iraq. *Oil and Gas Business: Electronic Scientific Journal*, 2013, no. 6, pp. 58–80.
3. Halliburton. *Solving Challenges*. Available at: <http://www.halliburton.com> (accessed 25 December 2013).
4. ANSI/API 131/ISO 10416. *Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids*. 2004. 125 p.

**Ruzhnikov Aleksey Grigoryevich**

Institute of Oil and Gas, Ukhta State Technical University (Ukhta, Russia)

### METHODS OF FLUID LOSS MEASUREMENT WHILE DRILLING LITHIFIED SHALE DEPOSITS

Wellbore stability in shale formations is one of the major problems while drilling oil and gas wells.

As it had been proven in several studies, shale instability is mainly related to the penetration of drilling fluid into laminations/fractures (between bedding planes and through the microfractures of shale), causing mechanical failure and, consequently, wall cavitation. This, in turn, results in the fluid loss by the drilling fluid.

The paper aims to review the key methods of measuring fluid loss, determine the limitations of each test and compare the measurement results. In addition, it provides recommendations on fluid loss measurement at shale drilling.

**Keywords:** *lithified deposits, well-drilling, fluid loss, drilling fluid, spurt loss.*

*Контактная информация:*

*адрес:* 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13;  
*e-mail:* ARuzhnikov@mail.ru

Рецензенты – Губайдуллин М.Г., доктор геолого-минералогических наук, профессор, заместитель директор по научной работе института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова; Грибанов М.В., кандидат технических наук, доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова