

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО  
ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ**

**А.С. Захаров, К.М. Минаев**

Научный руководитель - доцент К.М. Минаев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одним из направлений позволяющих увеличить объём добычи углеводородов является рациональное применение новых рецептур буровых растворов при первичном вскрытии пласта. На данный момент для бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин большой протяженности, а также при первичном вскрытии продуктивных горизонтов находят биополимерные системы буровых растворов на водной основе. Таким образом, высокий уровень добычи углеводородов напрямую зависит от применения в бурении новых подходов и материалов, применяемых в рецептурах данных типов буровых растворов. Однако, несмотря на массовость и большой опыт применения таких промывочных жидкостей, не удается свести к минимуму негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора из-за проникновения водного фильтрата бурового раствора и формирования непроницаемой фильтрационной корки [1].

С целью минимизации загрязнения призабойной зоны и повышения эффективности буровых растворов необходима разработка рецептур промывочных жидкостей, позволяющих максимально полно сохранить коллекторские свойства продуктивного пласта.

В данной работе были получены и исследованы модельные буровые растворы, формирующие адаптивную фильтрационную корку на стенке скважины, не пропускающую водную фазу фильтрата бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного пласта, в то же время при вызове притока обеспечивающую свободное прохождение углеводородов (рисунок 1). На рисунке 1 «а» показан процесс фильтрации бурового раствора, имитирующий первичное вскрытие коллектора буровым раствором. Формируемая фильтрационная корка на стенке скважины является непреодолимым препятствием для свободного прохождения флюида при освоении скважины, поэтому в стандартной технологии ее удаляют кислотной обработкой призабойной зоны пласта. Однако нами предложена новая система биополимерного бурового раствора, при использовании которой углеводороды способны проходить через сформированную фильтрационную корку при вызове притока (рисунок 1 б). Видно, что корка такого типа бурового раствора не создает значительных капиллярных сопротивлений при фильтрации углеводородной жидкости.



**Рис. 1 «а»-фильтрация бурового раствора в «прямом» направлении. «б»-фильтрация флюида в «обратном» направлении**

Эксперимент по демонстрации адаптивной фильтрационной корки проводился следующим образом: на первом этапе буровой раствор фильтровался через бумажный фильтр для создания корки. На втором этапе остатки бурового раствора замещались на нефть, которая фильтровалась через получившуюся корку при таких же условиях, имитируя фильтрацию горного флюида в «обратную» сторону. Фильтрационные испытания проводились при комнатной и пластовой температурах. Результаты измерения фильтрационных свойств буровых растворов отражены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Фильтрационные свойства исследуемых буровых растворов**

| Наименование раствора | 25 °С   |   | 80 °С   |   |
|-----------------------|---|---|---|---|
|                       | Фильтрация БР в «прямом» направлении, см <sup>3</sup> | Фильтрация флюида в «обратном» направлении, см <sup>3</sup> | Фильтрация БР в «прямом» направлении, см <sup>3</sup> | Фильтрация флюида в «обратном» направлении, см <sup>3</sup> |
| БПРВ 0                | 8,3   | 0   | 14,8  | 0,4   |
| БПРВ 1                | 7,4   | 12  | 15,2  | 194,4   |

При добавлении необходимых компонентов в состав бурового раствора для возможности создания адаптивной корки, реологические параметры таких растворов не изменяются по сравнению с базовым составом. Результаты измерения реологических параметров представлены в таблице 2.

Таблица 2

Реологические свойства исследуемых буровых растворов

| Наименование раствора | Пластическая вязкость (PV), мПа·с | Динамическая вязкость (УР), фунт/100фут <sup>2</sup> | Кажущаяся вязкость (AV), мПа·с | Статическое напряжение сдвига (СНС) 10с/10мин, фунт/100фут <sup>2</sup> | Показатель фильтрации 7,5/30 мин, см <sup>3</sup> | рН  |
|-----------------------|-----------------------------------|--|--------------------------------|---|---|-----|
| БПРВ 0                | 6,2                               | 14,6   | 13,5                           | 8,4/11,5  | 8,8/15,8  | 7,6 |
| БПРВ 1                | 5,9                               | 14   | 13,3                           | 8/11,9  | 8/14,1  | 7,7 |

Литература

1. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. -409 с

**РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ УЧАСТКЕ СКВАЖИНЫ**

**Д.А. Климанова**

Научный руководитель - старший преподаватель Г.С. Мозговой  
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

На сегодняшний день важной задачей является сохранение лидирующих позиций нашей страны по добычи нефти и газа. Для её достижения необходимо совершенствовать известные способы бурения скважин, к числу которых относится и горизонтальное бурение, обеспечивающее повышение эффективности разработки за счёт протяжённой зоны контакта с продуктивным пластом. В таких скважинах проведение ремонтных работ сопровождается определенными рисками.

Особенностью горизонтальных скважин является неравномерный приток жидкости к стволу. Это связано с наличием трещин в пласте и особенностью распределения фильтрационно-ёмкостных свойств. Очень часто наблюдаются локальные прорывы воды. Существующие решения базируются на использование специального оборудования, которое позволяет изолировать необрабатываемые зоны от закачки составов. Предлагаемая нами технология ограничения водопритока не требует применения специального внутрискважинного оборудования в случае обводнения скважины и состоит из нескольких этапов.

Первый этап – установка «жидкого пакера» в дальней части горизонтального ствола для защиты от проникновения водоизоляционных материалов в пласт.

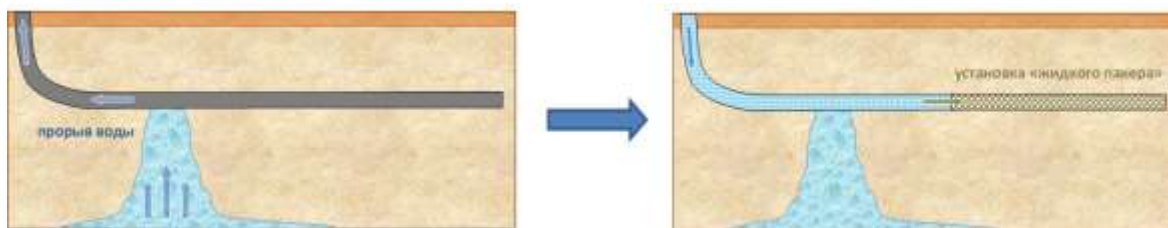


Рис. 1 Установка «жидкого пакера»

Второй этап - закачка водоизолирующего агента с последующей технологической выдержкой на период гелеобразования, с целью оттеснения фронта обводнения в удалённую от скважины область.

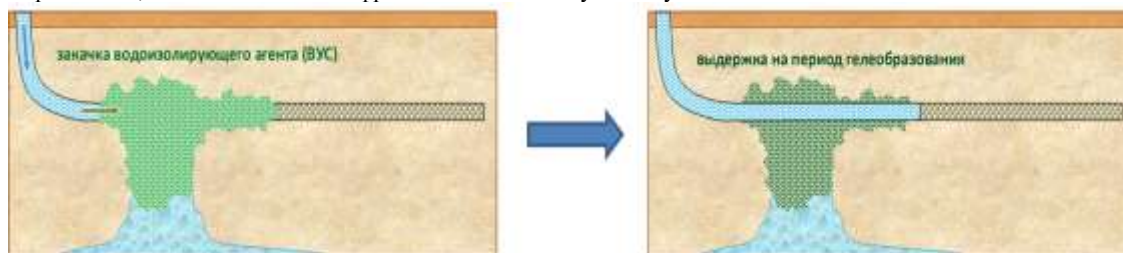


Рис. 2 Закачка водоизолирующего агента