

# АНАЛИЗ И ЛИКВИДАЦИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

## Еникеев Р.В.<sup>1</sup>, Ямалетдинов А.А.<sup>2</sup>, Игнатъев М.А.<sup>3</sup>, Игнатъева А.О.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Еникеев Рустам Вилюрлович - студент;  
<sup>2</sup>Ямалетдинов Айдар Анисович – студент;  
<sup>3</sup>Игнатъев Максим Александрович – студент;  
<sup>4</sup>Игнатъева Анастасия Олеговна – студент,  
кафедра бурения нефтяных и газовых скважин,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа

Поглощение в скважинах буровых растворов является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности составляют сотни тысячи часов. На строительство нефтяных и газовых скважин расходуются сотни тысяч тонн обсадных труб и цемента, миллионы кубометров бурового раствора, химических реагентов и др., потребность в которых остается высокой. Эта отрасль продолжает испытывать трудности, связанные со значительным удельным весом непроизводительных затрат материально-технических ресурсов и времени. Особенно велик их удельный вес в осложненных условиях. При наличии зон поглощений они составляют свыше 10%, а в наиболее осложненных условиях 25...30% от общих затрат. Повышение эффективности борьбы с поглощениями при строительстве скважин является весьма актуальной задачей. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах. Нефтегазовый район Оренбургской области охватывает юго-восточную часть Восточно-Европейской (Русской) платформы, включающий значительную часть Волго-Уральской антеклизы, северо-восточную часть Прикаспийской синеклизы и Предуральского краевого прогиба [1].

Накопленный опыт ликвидации поглощений в нефтегазовом районе Оренбургской области позволил унифицировать и рекомендовать следующую номенклатуру наполнителей, выбор которых зависит от категории сложности, величины раскрытия трещины и принадлежности пласта к объекту разработки (таблица 1).

При ликвидации зон поглощения буровых растворов наполнителями были опробованы следующие схемы их применения:

- распределение наполнителя равномерно в объеме по циркуляции бурового раствора с отключением средств очистки;
- размещение объема бурового раствора с максимальной концентрацией наполнителя (растекаемость по конусу  $K = 16-18$  см) в стволе скважины выше зоны поглощения с последующим периодическим доливом раствора в скважину;
- намыв наполнителя фракционного состава до 0,005 м в зону поглощения.

Изоляция поглощения буровых растворов выбранными наполнителями путем их максимальной концентрации и исключения относительного движения в растворе с последующим доведением их в зону доливом скважины была апробирована при бурении ряда нефтяных и газовых скважин на площадях Оренбургской области.

При трещино-поровом типе поглощающего коллектора использовались тампоны типа «жидкая глина», тампонирующая способность которых определяется свойствами интенсивно наращивать пластическую прочность при потере среды в пористую матрицу данного типа коллектора.

Таблица 1. Рекомендуемые типы наполнителей и области их применения

| Наименование наполнителя  | Категория сложности | Раскрытие трещин, мм | Возможность прокачки через ГЗД | Объект изоляции |              |
|---------------------------|---------------------|----------------------|--------------------------------|-----------------|--------------|
|                           |                     |                      |                                | непродуктивный  | продуктивный |
| Асбест А-5, А-6           | 1,П                 | ДО 0,5               | -                              | +               | В смеси      |
| Вспученный вермикулит     | 1                   | ДО 0,5               | +                              | +               | +            |
| Микросферы                | 1                   | ДО 0,5               | +                              | -               | +            |
| Мраморная крошка          | 1,Н                 | ДО 0,5               | -                              | В смеси         | +            |
| Композиционный набухающий | 11,111              | >3                   | -                              | +               | +            |

При трещинно-поровом типе поглощающего коллектора использовались тампоны типа «жидкая глина», тампонирующая способность которых определяется свойствами интенсивно наращивать пластическую прочность при потере среды в пористую матрицу данного типа коллектора [2].

Данный способ тампонажа горных пород технологичен и позволяет выполнять изоляцию последовательной закачкой в скважину буферного тампона и цементного раствора при изоляции трещинно-поровых коллекторов.

При тампонаже трещинных коллекторов были использованы тампоны, получаемые по двухреагентному способу ниже колонны бурильных труб, установленных над кровлей продуктивных отложений.

Использование данного способа позволяет получить буферные тампоны с пластической прочностью до 2500 Па в стволе скважины ниже глубины установки колонны бурильных труб и обеспечить условия формирования цементного камня в призабойной зоне поглощающего пласта.

Использование данных технологий тампонажа горных пород для ликвидации скважин обеспечивает высокую успешность изоляционных работ, которая составила при ликвидации частичных поглощений 0,98, а при ликвидации полных поглощений - 0,9 [3].

Таким образом, применяемые технологии тампонажа горных пород при строительстве скважин подтвердили свою эффективность при решении задач обеспечения совместимых интервалов бурения и разобщения пластов.

#### **Список литературы**

1. Булатов А.М., Проселков Ю.М., Рябченко В.М. Поглощение промывочной жидкости. М: Недра, 2009.
2. Степанов В.Н. Ликвидация поглощения буровых растворов с использованием наполнителей / В.Н. Степанов, С.Н. Горонович, А.В. Ефимов // Бурение и Нефть, 2005. № 6. С. 12-14.
3. Степанов В.Н. Расчет параметров зон поглощения буровых растворов / В.Н. Степанов, С.Н. Горонович, А.В. Ефимов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2006. № 6. С. 10-12.