

## **ИНГИБИРУЮЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА**

Бурение надсолевых отложений Припятского прогиба часто сопровождается осложнениями:

- ухудшение свойств и показателей рабочей жидкости за счет концентрированного загущения глинистой фазой;
- наработка раствора, увеличение отходов бурения, перерасход химических реагентов;
- потери устойчивости ствола, осыпи и обвалообразования;
- сужения ствола, кавернообразования;
- сальникообразования, затяжки, посадки, проработки;
- ухудшение технико-экономических показателей бурения;
- удорожание затрат на бурение скважины.

Описанные осложнения вызваны геологическими особенностями надсолевого комплекса, а также несовершенством применяемых технологий.

К геологическим особенностям надсолевого комплекса Припятского прогиба можно отнести большую протяженность интервала (до 3550 м) и чередование по разрезу пестроцветных глин, мергелей, алевролитов, песков и песчаников [1], что дополнительно усугубляет обозначенные выше проблемы: глинистые породы при контакте с фильтратом бурового раствора склонны к сильному набуханию, неустойчивые песчаники и алевролиты могут вызывать осыпи и обвалообразования.

Решить большинство из описанных проблем позволяет использование ингибирующего бурового раствора. Основное назначение такого бурового раствора – снижение набухания и диспергации глин, минимизация влияния глинистого шлама на структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора [2].

В научном институте БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» разработана рецептура ингибирующего бурового раствора (ИБР). Разработка основывалась на подборе эффективного ингибитора для конкретных образцов породы, отобранных при бурении интервала (шлам и глина, образующая сальники) [3-5]. На протяжении пяти лет данная рецептура была использована при

бурении надсолевого комплекса девяти скважин на различных месторождениях Припятского прогиба [6].

Основой ингибирующего бурового раствора является ксантановый биополимер, в качестве стабилизатора фильтрации выступает низковязкая полианионная целлюлоза, органическим ингибитором глин является реагент гликолевого ряда, а минеральным ингибитором – хлорид калия. Компонентный состав бурового раствора ИБР представлен в таблице 1.

**Таблица 1 – Компонентный состав бурового раствора ИБР**

№	Реагент	Функция в буровом растворе
1	Вода	Основа бурового раствора
2	Бактерицид	Предотвращение биодеструкции
3	Биополимер ксантанового типа	Образование структуры
4	Калия гидроксид	Регулятор щелочности для поддержания показателя pH
5	Полианионная целлюлоза низковязкая	Снижение фильтрации
6	Калий хлористый	Минеральный ингибитор глин
7	Мел высокодисперсный	Коркообразователь, утяжелитель
8	Доломитовый наполнитель	Коркообразователь, утяжелитель
9	Реагент гликолевого ряда	Органический ингибитор глин

Буровой раствор ИБР использован при бурении надсолевого комплекса на девяти скважинах различных месторождений Припятского прогиба:

- Речицкое месторождение: скв. 332, скв. 223, скв. 219;
- Мармовичское месторождение: скв.114;
- Надвинское месторождение: скв. 39;
- Некрасовское месторождение: скв.41, скв. 35, скв. 37;
- Карташовское месторождение: скв. 22.

Собраны материалы об изменении технологических параметров ингибирующего бурового раствора в процессе бурения (условная вязкость и содержание коллоидной фазы (по тесту метиленового синего – МВТ)). Подробный анализ данных материалов позволил определить закономерности их изменения: увеличение значений параметров условной вязкости и МВТ происходит при бурении более глубоких интервалов надсолевого комплекса. Это связано в первую очередь с накоплением в буровом растворе выбуренной породы (шлама), так как эффективность работы системы очистки бурового раствора составляет не более 50%. Вследствие этого возникает необходимость в разбавлении или замещении части рабочего раствора, что в свою

очередь, приводит к увеличению времени бурения интервала и росту затрат на химреагенты.

В таблице 2 кратко представлены результаты использования ИБР на каждой скважине. За время бурения взято время непосредственно бурения, без учета времени, затраченного на спускоподъемные операции, каротаж и подготовку ствола скважины к спуску и цементированию колонны.

**Таблица 2 – Результаты использования ИБР**

Скважина	Интервал бурения с использованием ИБР, м	Время бурения, ч	Сокращение времени бурения, ч
114 Мармовичская	225-775	144	15
332 Речицкая	205-690	120	53
223 Речицкая	215-1455	288	17
219 Речицкая	205-655	104	69
39 Надвинская	215-775	192	-64
41 Некрасовская	290-3050	1056	324
35 Некрасовская	285-2890	1312	206
37 Некрасовская	290-2900	1173	201
22 Карташовская	360-2490	604	34
Суммарно сокращение времени бурения, ч			855

Анализируя данные приведенные в таблице 2, можно сделать вывод о том, что в целом результаты использования ингибирующего бурового раствора при бурении надсолевого комплекса Припятского прогиба на девяти скважинах удовлетворительные. На 88,8% скважин получено сокращение времени бурения интервала по сравнению с базовыми (за базовые принимались скважины со сходными характеристиками: близкое расположение, схожесть геологического строения, время строительства скважины – не старше 15 лет и т.д.). Увеличение времени бурения на скв. 39 Надвинская связано не с использованием ингибирующего бурового раствора, а в первую очередь с технологическими недостатками применяемого оборудования (недостаточная эффективность системы очистки бурового раствора, поломки оборудования буровой установки и т.д.), а также несовершенством технологий в целом.

Результаты, полученные во время использования ингибирующего бурового раствора разработки БелНИПИнефть (сокращение времени бурения под первую техническую колонну в среднем на 95 ч на каждой скважине) свидетельствуют об эффективности, экономической целесообразности и востребованности подобных решений для процесса бурения.

Следующим этапом является дальнейшее внедрение в эксплуатацию ингибирующего бурового раствора на других объектах, обработка технологии эксплуатации для предотвращения значительных изменений параметров в процессе бурения, а также, при необходимости, дооснащение рецептуры реагентами для усиления ингибирующих или крепящих свойств.

#### Литература

1. Махнач, А.А. Введение в геологию Беларуси / А.А. Махнач; нуч.ред. А.В.Матвеев. – Мн.: Ин-т геол.наук НАН Беларуси, 2004. – 198 с.
2. Егорова, Е.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях. Автореф. дис. канд. техн. наук. – Астрахань, 2010. – 194 с.
3. Дегтярёв, Ф.В. Создание ингибирующего бурового раствора для бурения надсолевых отложений Припятского прогиба / Ф.В. Дегтярёв [и др.] // Нефть.Газ.Новации. – 2018. – №6 (211). – С. 28–31.
4. Дегтярёв, Ф.В. Оценка воздействия минерального и органического ингибиторов на бентонитовую глину / Ф. В. Дегтярёв // Георесурсы. – 2018. – №20(4) Ч.1. – С. 355–358.
5. Дегтярёв, Ф.В. Реализация системного подхода при подборе компонентов для бурового раствора, используемого при бурении пород надсолевого комплекса Припятского прогиба / Ф. В. Дегтярёв // Нефтяник полесья. – 2019. – №2(36) – С. 58-63.
6. Дегтярёв, Ф.В. Применение ингибирующего бурового раствора для бурения глинистых отложений надсолевого комплекса Припятского прогиба / Ф. В. Дегтярёв // Neftegaz.RU. – 2020. – №9(105) – С. 114-116.

УДК 665.6

**Аль-Разуки А. А., Грушова Е. И.,  
Шариф А. С., Карпенко О. В., Жолнеркевич В. И.**  
(Белорусский государственный технологический университет)

#### **ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАСТВОРИТЕЛИ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ**

На эффективность экстракционных процессов разделения углеводородных смесей влияет ряд факторов [1, 2], среди которых к числу основных относятся качество сырья и природа растворителя. Поэтому