УДК 622.248

# ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

# PROSPECTS FOR THE USE OF HYDROCARBON-BASED SOLUTIONS IN THE COMPLETION OF WELLS IN THE FIELDS OF THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

**Гареев Искандер Фанилевич**
магистр кафедры бурения нефтяных и газовых скважин
Уфимский государственный нефтяной технический университет
gareevv97@yandex.ru

**Гаврилова Марина Алексеевна**
ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин
Уфимский государственный нефтяной технический университет
gavrilovam@gmail.com

**Аннотация.** В настоящей статье рассматривается проблема бурения скважин в неустойчивых отложениях на месторождениях Республики Башкортостан.

**Ключевые слова:** неустойчивые отложения, растворы на водной основе, растворы на углеводородной основе, ингибиторы, ингибирующие растворы.

**Gareev Iskander Fanilevich**
Master of the Department
of Oil and Gas Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
gareevv97@yandex.ru

**Gavrilova Marina Alekseevna**
Assistant of the Department
of Oil and Gas Drilling,
Ufa State Petroleum Technical University
gavrilovam@gmail.com

**Annotation.** This article discusses the problem of drilling wells in unstable deposits in the fields of the Republic of Bashkortostan.

**Keywords:** unstable deposits, water-based solutions, hydrocarbon-based solutions, inhibitors, inhibiting solutions.

Бурение скважин в неустойчивых глинистых породах происходит с осложнениями, которые приводят к значительным материальным и временным затратам, превышающим проектные. Так при строительстве девонских горизонтальных скважин на месторождениях Республики Башкортостан (РБ) возникают проблемы, связанные с сохранением устойчивости ствола скважины в отложениях кыновского, пашийского и муллинского горизонтов. Проблема устойчивости ствола скважины связано с тем, что бурение скважин происходит под зенитным углом более 45° на растворах на водной основе, плотность которого превышает нормированную величину пластового давления продуктивных пластов. Кроме технических факторов, на устойчивость стенок ствола скважины влияют структурные особенности аргиллитов и мергелей.

### Стандартные методы сохранения устойчивости стенок ствола скважины

Сохранение устойчивости стенок скважины – отсутствие осложнений в процессе бурения. К таким осложнениям относятся осыпи и обвалы стенок ствола скважины и как следствие прихваты и не прохождение бурильных труб. Причиной таких осложнений является смачивание неустойчивых горных пород в процессе бурения. Чем дальше распространяется зона смачивания, тем интенсивнее идет процесс разрушения стенок. Этот процесс усиливается вследствие размывающего действия промывочной жидкости, наличия в ней веществ, способствующих разрушению горных пород [2].

Одним из способов сохранения устойчивости стенок скважины является использование ингибирующих буровых растворов. Ингибирующий эффект связан с образованием малопроницаемых фильтрационных корок на поверхности глинистой стенки скважины, которые защищают глины от проникновения в них водной фазы бурового раствора и его фильтрата [5].

Ингибирующая способность – это способность промывочной жидкости предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважин (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами. При этом под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе, такие как глинистый песчаник, мергель, алевролит и другие [3]. Высокая ингибирующая способность – это наличие максимально инертного по отношению к глинистым породам фильтрата [5].

К ингибирующим относят все буровые растворы, которые в своем составе содержат ингибирующие компоненты. Ингибирующими называют компоненты, позволяющие ограничить активность глин к гидратации. Ингибирующими компонентами буровых растворов могут служить: известь $Ca(OH)_2$, хлористый кальций $CaCl_2$, гипс $CaSO_4$ $2H_2O$, гидроокись бария $Ba(OH)_2$, гидроокись калия КОН, хлористый калий KCl, аммонийные соли и другие электролиты, а также анионактивные ПАВ, которые являются носителями $Ca^{2+}$, $Ba^{2+}$, $K^{+}$, $NH^{+}$ и других ионов [4]. Ингибирование глинистых пород ионным и неионным способом.

Применение хлористого калия и полигликоля при бурении горизонтальных скважин под эксплуатационную колону привело к повышению устойчивости девонских отложений, а также благодаря увеличению плотности бурового раствора и минимизации его фильтрации.

**Применение РУО**

Несмотря на описанные выше меры, при бурении горизонтальных скважин на ингибирующих буровых растворах определенные проблемы все же остаются. В частности, осыпи и обвалы неустойчивые глинистые породы в интервале кыновского-муллинского горизонта. Кроме этого, увеличились количество и продолжительность проработок и промывок скважин для выноса шлама обвального характера. Участились случаи механических и дифференциальных прихватов бурильного инструмента в муллинском и пашийском горизонтах, а также поглощение промывочной жидкости при увеличении плотности бурового раствора.

Основными причинами данных проблем являются недостаточная ингибирующая способность бурового раствора и необходимость поддержания высокой плотности раствора.

Добавление ингибирующих компонентов в буровые растворы на водной основе, позволяют снизить негативное воздействие на неустойчивые глинистые породы. Однако они не могут предотвратить смачивание пор горной породы водой. Единственное, на сегодняшней день, эффективное решение данной проблемы является использование раствора, который при контакте с горной породой не будет ее смачивать и, следовательно, не будет входить в поры и вызывать изменения механических свойств пород. Поэтому и были разработаны буровые растворы, дисперсионной средой которых являются углеводороды.

При использовании растворов на углеводородной основе (РУО) регулирование фильтрации достигается благодаря образованию тонкодиспергированных эмульсий воды в углеводородной фазе при добавлении эффективных органических эмульгаторов. Мельчайшие, весьма устойчивые капельки воды ведут себя как деформируемые частицы твердой фазы, обеспечивая низкую проницаемость фильтрационных корок [1].

Поэтому, при бурении горизонтальных скважин на месторождениях РБ, при вскрытии девонских отложений нашли свое применение растворы на углеводородной основе.

Используемый раствор обладает следующими параметрами: плотность 1,25–1,35 г/см$^3$, показатель фильтрации не более 1–3 мл за 30 мин, пластическая вязкость 14–25 мПа с, динамическое напряжение сдвига 12–18 фунт/100фут$^2$, pH = 9,5–11, статическое напряжение сдвига через 10 с и 10 мин соответственно 4–12 и 6–15 фунт/100фут$^2$.

**Результаты применения растворов на углеводородной основе**

Применение растворов на углеводородной основе при бурении горизонтальных скважин на месторождениях РБ позволило добиться ряда положительных результатов. А именно, существенно сократить сроки строительства горизонтальных скважин по сравнению со скважинами, пробуренными с использованием буровых растворов на водной основе. Удалось повысить устойчивость стенок скважины в процессе бурения, приближение кавернозности ствола к номинальному. При бурении продуктивной части ствола скважины прихваты отсутствовали. Благодаря низким показателям фильтрации и другим свойствам раствора на углеводородной основе, схожим с коллоидными свойствами пластового флюида, улучшилось качество вскрытия продуктивных интервалов.

**Литература:**

1. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / В.Ю. Гришковец [и др.] // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – 2013. – № 2. – С. 95–102.

2. Заливин В.Г. Осложнения при бурении нефтегазовых скважин: учеб. пособие. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.

3. Кузьмин В.Н. Предотвращение гидратации и обвала глин // Экспозиция нефть газ. – 2020. – № 1. – С. 20–23.

4. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М. : Недра, 1979. – 239 с.

5. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz.RU. – 2018. – № 1. – С. 80–86.

**References:**

1. Advantages of using hydrocarbon-based drilling fluids when drilling oil and gas wells / V.Yu. Grishkovets [et al.] // Izvestiya Sibirskogo secession of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Sciences. – 2013. – № 2. – P. 95–102.

2. Zalivin V.G. Complications in drilling oil and gas wells: studies manual. – Irkutsk : Publishing House of IrSTU, 2013. – 247 p.

3. Kuzmin V.N. Prevention of hydration and collapse of clay // Exposure oil gas. – 2020. – № 1. – P. 20–23.

4. Mikheev V.L. Technological properties of drilling fluids. – M. : Nedra, 1979. – 239 p.

5. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf // Neftegaz.RU. – 2018. – № 1. – P. 80–86.