

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

**Оптимизация бурения комбинированных эксплуатационных секций
горизонтальных скважин**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студента 2 курса 252 группы _____

направления 18.04.01 «Химическая технология» _____

код и наименование направления, специальности

Института химии

Карпенко Евгения Вадимовича

Научный руководитель

 доцент, к.х.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

 О.В. Бурухина

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

 д.х.н., профессор

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

 Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2021 год

Введение. Оптимизация бурения — процесс в широком смысле означает не только подбор рационального типа породоразрушающего инструмента и оптимального технологического режима бурения для каждого рейса, каждого характерного интервала, но и создание благоприятных условий для поддержания эффективности проходки в последующих рейсах и для сохранения устойчивости ствола скважины.

По статистике, бурение глубоких нефтяных и газовых глубоких скважин проходит через осадочные слои, доля терригенных пород в которых составляет 70 – 75%. При бурении в неустойчивых глинистых породах в сложных геолого-технических условиях на борьбу с осложнениями расходуется до 30% календарного времени, затрачиваемого на их строительство. Потеря устойчивости стенок скважины обусловлена изменением её формы и размеров, вызывающим различные осложнения, которые затрудняют проведение спускоподъемных операций и являются причиной недоспуска обсадных колонн и некачественного цементирования скважин. Следует отметить, что указанные осложнения являются причиной значительного удорожания стоимости скважины.

Актуальность данной темы связана с тем, что глинистые породы наиболее склонны к осложнениям деформационного характера, возникающим в результате их набухания. Происходит это, в первую очередь, из-за физико-химического взаимодействия раствора с глинистой породой. Уменьшить влияние этого взаимодействия может правильный выбор типа, состава и свойств ингибированного бурового раствора.

Целью настоящей работы является разработка рецептуры бурового раствора, содержащего ингибирующие реагенты (полиэфир амины и полиакриламиды) и выявление их эффективности в процессе бурения комбинированной колонны.

Задачами работы являются:

1. Анализ концептуального предложения по оптимизации бурения комбинированной эксплуатационной секции;

2. Анализ и оценка рисков строительства комбинированной эксплуатационной колонны 178×140мм с использованием бурового раствора на водной основе;

3. Экспериментальные исследования лабораторных образцов ингибированного бурового раствора на основе полиэфир аминов и полиакриламидов.

4. Проанализировать механизмы набухания глин в присутствии буровых растворов на водной основе;

5. Усовершенствовать ингибирующую способность буровых растворов для бурения в сложных горно-геологических условиях.

6. Промысловые испытания разработанных методик и технологий бурения комбинированной колонны с использованием высокоингибированного бурового раствора на водной основе.

Научная новизна:

1. Произведена оценка влияния ингибиторов органического происхождения на свойства бурового раствора (условная и пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига, фильтрация). Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена эффективность ингибированного бурового раствора.

2. Разработана система ингибированного бурового раствора на основе полиэфир аминов и полиакриламидов. Система выступает в качестве альтернативы растворам на углеводородной основе, обладая при этом гораздо большей экологической безопасностью.

Выпускная квалификационная работа Карпенко Евгения Вадимовича «Оптимизация бурения комбинированных эксплуатационных секций горизонтальных скважин» состоит из 5 страниц и содержит следующие главы:

Глава 1 – Литературный обзор;

Глава 2 – Экспериментальная часть.

Основное содержание работы.

В естественных условиях залегания глинистые породы находятся в состоянии всестороннего сжатия. После вскрытия глинистого пласта бурением на контуре скважины образуется локальное силовое поле, которое приводит к различным деформациям пород на стенках скважины – от вязкого пластичного течения до хрупкого разрушения. Характер этих деформаций и устойчивость стенок обусловлены свойствами пород и предельной формой проявления горного давления [1].

Если потеря устойчивости глинистых пород происходит из-за нарушения баланса напряжений на стенках скважины, размыва пород потоком бурового раствора, то для их предупреждения используются соответствующие типы буровых растворов и проводят специальные мероприятия. В таких случаях предупредить осложнение и обеспечить сохранение устойчивости стенок скважины позволяет накопленный практический опыт. Значительно труднее предупредить или ликвидировать потерю устойчивости глинистых пород. В этом случае в основном используются ингибирующие буровые растворы, подавляющие набухание глин.

Процессы увлажнения, набухания и диспергирования, вызывающие ослабление структурных связей между частицами породы (в результате чего они пластифицируются и создаются условия для их деформации и разрушения), являются главными факторами, обуславливающими потерю устойчивости глин [2].

Выбор бурового раствора для обеспечения устойчивости стенок ствола скважины в глинистых отложениях осуществляется исходя из свойств пород и их изменения при воздействии раствора.

Несмотря на огромное количество методов исследования образцов глинистых пород и оценки буровых растворов для выбора оптимального состава рабочей жидкости, при строительстве скважин в глинистых отложениях зачастую наблюдается потеря устойчивости пород. При проходке набухающих пластичных глин, которые выпучиваются и увеличиваются в объёме, наблюдается сужение ствола скважины. Дальнейшее увлажнение глин на стенках скважины вызывает вывал или обвал больших увлажненных кусков породы и сальникообразование, которое, в свою очередь, может привести к прихватам бурильного инструмента, затяжкам [3].

Система выступает в качестве альтернативы растворам на углеводородной основе, обладая при этом гораздо большей экологической безопасностью.

Добавки специально разработаны для приготовления бурового раствора на водной основе.

LUTONIB (полиэфир амин) является смесью полиаминов и органических солей четвертичного порядка, способных полностью раствориться в воде. Ингибирующая способность LUTONIB основывается на усилении связей между глинистыми пакетами.

Исходя из сильного сродства аминных комплексов к активным отрицательным центрам на поверхностях элементарных пакетов, эти полиаминные радикалы или соли быстро адсорбируются на поверхности глинистых частиц и нейтрализуют все отрицательные заряды. Кроме того, ингибиторы с аминными группами действуют как поливалентные ионы в процессе ингибирования, тесно связывая и усиливая связи между поверхностями в глинистых молекулах. Поэтому, даже если водные молекулы проникают в пространство между слоями и увлажняют глинистые молекулы, расстояние между пакетами не увеличивается, тем самым ограничивается набухание глин [4].

POLY-PLUS RD (частично гидролизированный полиакриламид) является смесью сополимеров полиакриламидов короткой цепочки, которая ингибирует набухаемость по механизму замыкания. В отличие от полиакриламидов длинной

цепочки с отрицательным зарядом, в POLY-PLUS RD преобладают полимеры с положительно заряженными центрами. Таким образом, они легко адсорбируются на поверхности глинистых минералов, полностью покрывают каждый глинистый слой в решетке и предотвращает проникание воды. Связь с глинистыми пакетами и степень взаимодействия положительных полимеров во много раз выше, чем отрицательно заряженных полимеров. Вследствие этого, глина мало насыщается водой.

Благодаря низкой молекулярной массе и короткой цепочке полимера, POLY-PLUS RD не приводит к резкому увеличению вязкости промывочной жидкости и не забивает ячейки на сетках вибросит. Следовательно, исключается засорение жидкости на вибрационном сите или другие проблемы, вызванные слишком высокой вязкостью раствора, в том числе непрокачиваемость промывочной жидкости [5].

При бурении данного интервала производились ОПИ по применению бурового раствора на основе полиэфир аминов и полиакриламидов, целью которых было обеспечение беспроблемного бурения горизонтальной скважины двухколонной конструкции.

В нижней части – аргиллитами, алевролитами, песчаником. На начало секции под комбинированную ЭК 178/140мм было заготовлено 160м³ бурового раствора. В интервале 1272 – 2100 м (из-под «башмака» кондуктора до Алымкой свиты) концентрация инкапсулятора «POLY-PLUS DRY» поддерживалась на уровне 1,25 кг/м³. По причине наличия всего двух устьевых вибросит увеличить концентрацию данного реагента не представлялось возможным ввиду высокой вязкости бурового раствора. Это приводило к необходимости поднимать корзину вибросит в положение от «+4» до «+5» градусов.

Концентрация органического ингибитора «LUTONIB» поддерживалась на расчетном уровне. С глубины 2100 м (за 100 метров до вскрытия Алымской свиты) буровой раствор был обработан хим. реагентом «ASPHASOL SUPREME» в концентрации 20 кг/м³, концентрация смазочной добавкой «PROLUBE» в активном объеме была доведена до 2%об, также осуществлялся ввод в активный

циркуляционный объем реагента «GLYTAL» в концентрации 5 л/м³. Производилась прокачка ВУС на основе раствора из циркуляции (УВ 100 – 120 сек). Интервал 1308 – 1949 м, протяженностью 641м, был пробурен со средней механической скоростью 90,07 м/час. Бурение осуществлялось при следующих режимах: W_{дол.}= 2,8 - 15 т; P_{вх}= 98 -140 атм; Q_{вх} = 38 –40 л/с; ΔP = до 30 атм; N_{рот}= 120 – 130 об/мин; МВСП= 5 - 24 Кн/м. Бурение производилось одним долблением без промежуточных промывок. На глубине 1949м, по причине отсутствия сигнала от модуля «ВСРМ», было Принято решение произвести полный подъем КНБК для смены данного модуля. СПО инструмента в интервале 1825 – 1355м проходил с обратной проработкой пробуренного интервала. Спуск КНБК прошел без посадок.

Интервал 1949 – 4496м, протяженностью 2 547м, был пробурен со средней механической скоростью 48,48 м/час. По достижению забоя 2818м, по причине поломки обоих буровых насосов, был осуществлен подъем КНБК в башмак ОК 245мм. После починки одного из насосов, подъем осуществлялся с обратной проработкой в интервалах 2716 – 2668м, 2542 – 2518м, 2369 – 2122м с подачей 18 л/сек. Последующий спуск КНБК осуществлялся без посадок. Бурение осуществлялось при следующих режимах: W_{ДОЛ} до 15 тонн, P_{ВХ} = 140 – 275 атм, Q_{ВХ} = 38 л/сек, ΔP = 25 – 45 атм, N_{рот}= 100 – 130 об/мин; M_{рот} = до 37 кН*м. Подъем КНБК в интервале 4496 – 3186м сопровождался затяжками свыше 12 тонн ССВ при подъеме КНБК, осуществлялся со сплошной проработкой. При последующем спуске КНБК на забой была зафиксирована посадка на глубине 4038м, интервал 4023 – 4058м был проработан до свободного хождения КНБК. Дальнейший подъем КНБК прошел без затяжек. Спуск и крепление комбинированной колонны 178×140 мм прошли без осложнений.

Из имеющегося на буровой емкостного блока, для бурового раствора возможно задействовать 4 отсека по 40м³. При этом итоговое значение МВТ раствора для бурения следующей скважины составило 21 кг/м³.

В целом, результат применения разработанного бурового раствора показал, что при соблюдении компонентного состава он имеет достаточно хорошие

ингибирующие и колюматирующие свойства, способен стабилизировать ствол скважины с залеганием пластичных глин и трещиноватых глинисто-аргиллитовых пород.

Эффективность применения разработанного бурового раствора оценивалась путем сравнительного анализа бурения интервала 0-4496 м с другой скважиной данного куста, имеющими аналогичный геологический разрез.

Таблица №1 - Сравнение скважин

Скважина	Тип раствора	Тип скважины	Забой, м план/факт	Срок строительства, суток	Ускорение, сут.	Ускорение, %
1	Полимер-глинистом / Биополимерном хлоркалийевом растворе	Типовая конструкция	4370 / 4390	17,7	-	-
2	Полимер-глинистый / бурового раствора на основе полиэфир аминов и полиакриламидов	2-х колонная конструкция	4496 / 4496	13,1	4,6	26

Таким образом, полученные результаты показывают, что разработанный буровой раствор, основной целью которого являлась стабилизация ствола скважины в пластичных глинах за счет ингибирующих свойств, и в трещиноватых глинисто-аргиллитовых породах путем управления процессами гидрофобной колюматации, свою задачу выполнил.

Выводы:

По результатам экспериментального исследования можно сделать следующие выводы:

1. Разработана рецептура бурового раствора, содержащего ингибирующие реагенты (полиэфир амины и полиакриламиды). Рекомендуемая концентрация полиэфир аминов для обеспечения ингибирования активных глин 25 – 30л/м³. Рекомендуемая концентрация полиакриламидов 3 – 3,5 кг/м³. По мере углубления и смене разбуриваемых пород, рекомендуется снижать концентрацию до 1 кг/м³.

2. Показатель бурения — 13,1 суток, что обеспечивает сокращения сроков строительства горизонтальных скважин на 26%.

3. По проведенным исследованиям направленно 2 статьи в журнал.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Шахновский, И. М. Происхождение нефтяных углеводородов / И. М. Шахновский. – И: ГЕОС, Москва, 2001. - 72 с.
- 2 Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела. Уч. для ВУЗов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – И: ООО ДизайнПолиграфСервис, Уфа, 2001. - 544 с.
- 3 Епихин, А.В. Учебная дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» / А. В. Епихин. Уч. пособие, – Томск, 2015. - 51 с.
- 4 Епихин, А.В. Учебная дисциплина «Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин» / А. В. Епихин. Уч. пособие. – Томск, 2013. - 94 с.
- 5 Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Вадецкий. Учебник для нач. проф. образования. – М.: Академия, 2003. - 352 с.