

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

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

Кафедра нефтехимии и техногенной безопасности

Улучшение физико-химических и триботехнических свойств буровых растворов

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студентки _____ 2 _____ курса _____ 252 группы _____

направления _____ 18.04.01 «Химическая технология» _____

код и наименование направления, специальности

Института химии

Карпенко Дины Замировны

Научный руководитель

доцент, к.т.н.

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Е.С. Свешникова

инициалы, фамилия

Заведующий кафедрой

д.х.н., профессор

должность, уч. ст., уч. зв.

подпись, дата

Р.И. Кузьмина

инициалы, фамилия

Саратов 2021 год

Введение. Магистерская работа Карпенко Д.З. посвящена улучшению физико-химических и триботехнических свойств буровых растворов

Практика бурения глубоких скважин в нашей стране и за рубежом показала, что с ростом глубин показатели работы долот существенно снижаются. Возрастает количество осложнений стволов скважин и аварий, что приводит к замедлению темпов бурения и удорожанию себестоимости метра проходки.

Одним из наиболее важных мероприятий по повышению скорости бурения и снижению себестоимости метра проходки является повышение износостойкости и долговечности узлов трения бурового оборудования и, прежде всего, породоразрушающего инструмента.

Вместе с тем зарубежный и отечественный опыт бурения скважин показывает, что применение промывочных жидкостей с улучшенными смазочными свойствами оказывает положительное влияние на работу и износ узлов трения оборудования и бурового долота и снижает риск осложнений стволов скважин [1]. Эти положительные эффекты достигаются без значительных материальных затрат, путем введения в буровые растворы специальных смазывающих добавок.

Актуальность данной темы связана с тем, что современный уровень развития нефтегазодобывающей отрасли, увеличение объемов бурения сложных скважин предъявляет повышенные требования к технологическим свойствам применяемых промывочных жидкостей, в числе которых смазывающая способность занимает далеко не последнее место. Низкие смазывающие свойства бурового раствора влекут за собой избыточный крутящий момент, сопротивление расхаживанию бурильной колонны труб, прихваты бурильного инструмента, осложнения при спуске и подъеме геофизических приборов и другие проблемы, увеличивающие время и стоимость бурения.

Целью данной работы является улучшение физико-химических и триботехнических свойств бурового раствора.

Задачами работы являются:

- информационный анализ наиболее распространенных в РФ смазывающих добавок;
- определение влияния смазывающих добавок на коэффициент трения фильтрационной корки;
- улучшение физико-химических и триботехнических свойств бурового раствора для повышения износостойкости оборудования;
- расчет экономической эффективности при добавлении эффективной смазывающей добавки в буровой раствор.

Научная новизна: изучение влияния смазывающих добавок на физико-химические и триботехнические свойства бурового раствора и их способность уменьшить коэффициент трения между контактирующими поверхностями.

Практическая значимость: внедрение эффективной смазывающей добавки на объекты Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. В результате использования смазывающей добавки «Смад-АСН» уменьшается время строительства скважины, что приводит к снижению затрат на 1,6 млн.руб.

Выпускная квалификационная работа Карпенко Дины Замировны «Улучшение физико-химических и триботехнических свойств буровых растворов» состоит из 52 страниц и содержит следующие главы:

Глава 1 – Литературный обзор;

Глава 2 – Экспериментальная часть.

Основное содержание работы. В первой главе выпускной квалификационной работы проведен литературный обзор. Представлены общие сведения о районе работ, геологическая характеристика района (литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза скважины, нефтегазоносность, возможные осложнения и исследовательские работы), а также рассмотрено назначение буровых растворов, обоснование и выбор промывочной жидкости при строительстве скважины, ее параметры и характеристики химических реагентов, используемых в составе растворов.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Иркутской области. Оно находится в 100 км от районного центра п.Ербогачен, в

250 км от г.Киренска и в 320 км от г.Усть-Кута. В 50 км от месторождения располагается ближайший населенный пункт п.Преображенка.

Месторождение находится в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области и входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Месторождение относится к крупной флекуре, осложняющей северо-западный склон Пеледуйского поднятия, который находится на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы [2].

Промышленные запасы углеводородов обнаружены в докембрийских отложениях, скопившись в двух горизонтах: верхнечонском, сложенном песчаниками и преображенским, сложенным доломитами. Выше залегает нижнекембрийский карбонатный осинский горизонт, содержащий газовый конденсат.

В строении осадочного чехла данного района принимают участие протерозойские, палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза основана по данным бурения скважин, материалам структурно-геологической съемки 1:50000 и результатам сейсморазведочных работ. Общая мощность осадочных отложений, без учета траппов, на площади колеблется от 1176,0 до 1729,5 м, средние же величины до 1550,0. В пределах грабена, который прослеживается в северо-восточной части площади, мощность осадочных отложений повышается до 1870-1881 м. Глубина вскрытия пород фундамента изменяется от 1595,0 до 1761,8 м, в пределах грабена при глубинах 1810-1881 м породы фундамента не вскрыты [1].

Запасы нефти и газа в южной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области приурочены к карбонатным (осинский, устькутский, преображенский) и к терригенным (верхнетирский, парфеновский, ярактинский, верхнечонский) горизонтам.

По результатам бурения разведочных скважин на Верхнечонском месторождении, разрез, вскрываемой проектируемой эксплуатационной скважины, можно поделить на несколько интервалов, которые различны по геолого-техническим условиям их проходки [3].

Интервал 0-40 м представлен четвертичными отложениями. В данном интервале возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважин.

Интервал 40-70 м включает отложения верхоленской свиты. При бурении также возможны обвалы стенок скважины.

Интервал 70-255 м представлен отложениями литвинцевской свиты и характеризуется поглощениями бурового раствора различной интенсивностью.

Интервал 255-580 м включает отложения ангарской свиты. При работе в данном интервале возможно кавернообразование за счет размыва солей, а также поглощения различной интенсивности.

Интервал 580-700 м – это отложения булайской свиты.

Интервал 700-830 м включает отложения верхнебельской подсвиты. Пластовые давления в пределах подсвиты до 8,3 МПа.

Интервал 830-1110 м представлен отложениями усольской свиты. По всему интервалу, за исключением осинского горизонта, возможно кавернообразование в результате размыва солевых отложений.

Интервал 1440-1655 м – отложения верхне-среднемотской подсвиты.

Интервал 1655-1686 м представлен отложениями нижнемотской подсвиты. В 15 м кровли подсвиты выделяется продуктивный (парфеновский) горизонт, который имеет газовое насыщение. При вскрытии данного горизонта возможны обвалы и осыпи стенок скважины и значительные газопоказания до разгазирования.

В подошве нижнемотской подсвиты выделяется верхнечонский горизонт. Вскрытие верхнечонского горизонта может сопровождаться поглощением бурового раствора и разгазированием.

Буровой раствор (промывочная жидкость) – это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, которые используются для промывки скважин во время бурения.

Промывочная жидкость выполняет множество функций, от которых зависит результат и скорость бурения, а также ввод скважины в эксплуатацию с

максимальной продуктивностью. При успешном выполнении данных функций обеспечивается быстрое углубление, сохранение устойчивости ствола скважины и коллекторских свойств продуктивного пласта.

При строительстве наклонно-направленных скважин с большим смещением забоев предполагается повышенные требования к качеству бурового раствора и его очистке. Основными из них, в порядке важности, являются [4]:

- минимизация отрицательного воздействия промывочной жидкости на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- предупреждение растворения солей и появления каверн при разбуривании соленосных отложений;
- высокая выносная способность для наиболее полной очистки ствола скважины от выбуренной породы, это особенно важно при больших зенитных углах ($>45^\circ$);
- хорошие смазывающие свойства для снижения крутящего момента, осевых нагрузок при подъеме бурового инструмента и гидравлических сопротивлений;
- минимизация отрицательного воздействия на окружающую среду.

Для бурения интервала под направление и частично под кондуктор используется стандартный глинистый раствор с высокой вязкостью с целью более качественной очистки ствола скважины и обеспечения устойчивости стенок [5].

С глубины 300 м в разрезе присутствуют соли, в связи с этим для предотвращения их размыва применяется соленасыщенный биополимерный раствор, оставшийся с бурения секции под хвостовик на предыдущей скважине.

При бурении секции под эксплуатационную колонну (после кондуктора) применяются раствор на углеводородной основе или раствор на водной основе в виде прямой эмульсии «масло в воде». Основными особенностями этого интервала является:

- наличие каменной соли;

- наличие высокопроницаемых зон, где возможны частичные поглощения.

В данных условиях важным остается сохранение номинального диаметра ствола скважины, так как в случае образования каверн и появления уступов неизбежна самопроизвольная забурка нового ствола.

В случае незначительных поглощений буровой раствор может быть обработан карбонатом кальция различной фракции. Но если поглощение достаточно сильное, то применяют специальные кольматирующие пачки, состав которых подбирается в каждом конкретном случае [6].

Для бурения интервала под хвостовик используется биополимерный раствор Flo-Pro NT. Данная система хорошо зарекомендовала себя при бурении наклонно-направленных скважин, а также при первичном вскрытии продуктивных горизонтов [7, 8, 9].

Параметры буровых растворов по интервалам приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры буровых растворов

Параметр	Применяемый буровой раствор (название интервала)			
	Spud Mud (направление)	Полимер-глинистый раствор (кондуктор)	Montblanc / РУО (эксплуатационная колонна)	Flo-Pro NT (хвостовик)
Плотность, г/см ³	1,05-1,06	1,08-1,25	1,22-1,27 / 1,23-1,27	1,07-1,10
Условная вязкость, сек/кварта	80-100	50-100	45-65 / 50-100	45-65
Водоотдача, см ³ /мин	-	< 8	< 3 / < 5	< 5
СНС 10 сек, фунт/100 фут ²	-	7-25	5-8 / 5-10	6-9
СНС 10 мин, фунт/100 фут ²	-	15-45	7-14 / 8-20	8-12

продолжение таблицы 1

pH	-	8,5-11	8,5-10,5 / -	9-10,5
----	---	--------	--------------	--------

Во второй главе магистерской работы описана роль смазочных добавок в составе буровых растворов, требования к данным добавкам, произведена оценка их эффективности и экономический расчет.

Смазочные добавки к промывочным жидкостям создают на стенках скважины, бурильной колонне и в призабойной зоне прочные и непрерывно возобновляющиеся адсорбционные и хемосорбционные слои, уменьшающие опасность прихватов, трение колонны о стенки, гидравлические потери, улучшающие отделение породы долотом, очистку его рабочих поверхностей и смазку опор [11].

Триботехнические свойства – это характеристика снижения силы трения между контактирующими поверхностями в промывочной жидкости.

При строительстве скважины контактирующими поверхностями в буровом растворе являются:

- стенка скважины с наружной поверхностью труб и соединений;
- забой скважины с долотом;
- керн с внутренней поверхности керноприемной трубы;
- цилиндр бурового насоса с поршнем или плунжером.

В роли показателя триботехнических свойств промывочной жидкости используют коэффициент трения между парами: «стенка скважины – наружная поверхность труб» и «внутренняя поверхность труб – наружная поверхность бурильного инструмента (в том числе долота)», то есть «порода-металл» и «металл-металл» [12].

С целью оценки эффективности применения смазочной добавки определяют значение коэффициента трения с помощью специальных приборов в тесте «порода-металл» и «металл-металл».

Добавление эффективной смазочной добавки в состав промывочной жидкости позволяет:

- Снизить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб;

- Снизить сопротивления при продольном перемещении бурового инструмента, который находится в скважине;
- Снизить вероятность дифференциальных прихватов;
- Увеличить ресурсы работы бурильных труб и их резьбовых соединений, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента за счет повышения абразивной устойчивости материалов;
- Увеличить ресурс гидравлических элементов в буровых насосах;
- Увеличить выход керна, в связи с предупреждением самоподклинок;
- повысить механическую скорость бурения.

Выводы:

В результате выпускной квалификационной работы произведен литературный и патентный анализ смазывающих добавок, используемых при бурении скважин в РФ; рассмотрено влияние смазывающих добавок на коэффициент трения, которое показало, что и при минимальных, и при максимальных концентрациях смазывающих добавок в буровом растворе наиболее эффективной является смазывающая добавка «Смад-АСН»; сделаны следующие выводы:

- при использовании смазывающей добавки типа «Смад-АСН» в концентрации 1,0 % об., снижен коэффициент трения с 0,2035 до 0,0480 в тесте «порода-металл» и с 34 до 10 в тесте «металл-металл»;
- стоимость строительства скважины при применении смазывающей добавки «Смад-АСН» составила на 1,6 млн. руб меньше., чем при использовании бурового раствора, где смазывающая добавка не применялась, что позволяет сделать вывод об экономической эффективности смазывающих добавок;
- по данным ВКР опубликованы 3 статьи в сборниках «Современные проблемы теоретической и экспериментальной химии», «Химические проблемы современности» и «Актуальные вопросы современной науки и образования».

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Близиюков, В.Ю. Устойчивость стенок ствола скважины при отсутствии физико-химического воздействия фильтрата бурового раствора / В.Ю. Близиюков // Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции Ухта: УГТУ. – 2008. – С. 114 – 117
- 2 Ипполитова, Н.А. География Иркутской области: учебное пособие / Н.А. Ипполитова и др. – Иркутск: Издательство Института географии им. В.Б. Сочавы СО РАН, 2013. – 233 с.
- 3 Барышев, Л.А. Возможные изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири / Л.А. Барышев и др. // Технологии сейсморазведки. – 2009. - №2. – С. 64-76
- 4 Зозуля, В.П. Обеспечение устойчивости ствола и герметизация заколонного пространства глубоких скважин в глиносодержащих породах (Проблемы, решения, оригинальные технологии): автореф. дис. д-р. техн. наук. / В.П. Зозуля - Тюмень, 2006. – 21 с.
- 5 Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А.Рязанов – Оренбург: изд. «Летопись», 2005. – 664 с.
- 6 Каменских, С. В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : методические указания / С. В. Каменских, А. С. Фомин. - Ухта : УГТУ, 2010. - 40 с.
- 7 Ахметшин, М.А. Технология заканчивания скважин на Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения / М.А. Ахметшин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. - №8. – С. 40-47
- 8 Глазко, В.И. Использование раствора FLO-PRO NT для первичного вскрытия продуктивного пласта наклонно-направленной с горизонтальным окончанием нефтяной добывающей скважины / В.И. Глазко // Опыт, актуальный проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2018. - Т. 2. – С. 39-41
- 9 Mi Swaco, Решения для Повышения Продуктивности Скважины / Mi Swaco, 2009. – 188 с.

10 Mi Swaco, Руководство по буровым растворам для инженеров-технологов / Mi Swaco, 2009. - 100 с.

11 Зозуля, В.П., Студенский М.Н. Исследование разупрочнения стенок скважин в глиносодержащих породах / В.П Зозуля. – Альметьевск.: Нефтяной институт, 2001. - 250 с.

12 Вадецкий, Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю. В. Вадецкий. Учебник для нач. проф. образования. – М: Академия, 2003. - 352 с.