УДК 622.24.06

ПОДБОР РЕЦЕПТУР БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

SELECTION OF DRILLING FLUID FORMULATIONS TO ELIMINATE AND PREVENT COMPLICATIONS WHEN DRILLING WELLS IN PERMAFROST CONDITIONS

Тихонов Евгений Владимирович
технический директор отдела буровых растворов
ООО «БУРСЕРВИС»
evgeny.tikhonov@internet.ru

Аннотация. Буровые работы проводятся на месторождении, расположенном на северо-востоке РФ в области распространения многолетнемёрзлых пород. Как показывает практика, в этих условиях возникает большое количество осложнений, приводящих к авариям. На борьбу с осложнениями затрачивается в среднем до 20–25 % календарного времени. Это выдвигает проблему предупреждения осложнений и борьбы с ними как весьма актуальную. Главной причиной всех осложнений является нарушение целостности многолетнемёрзлых пород, цементирующим материалом которых является лёд, в результате теплового, эрозионного и физико-химического взаимодействия с циркулирующей промывочной средой. Самый эффективный способ предотвращения осложнений, возникающих в процессе бурения в многолетнемёрзлых породах, является грамотный выбор состава и качественных характеристик промывочной среды, способной как сохранять целостность ствола скважины, так и иметь достаточную выносную способность. В статье рассматриваются рецептуры бурового раствора для устранения и предотвращения осложнений при бурении скважин в условиях вечной мерзлоты.

Ключевые слова: виды осложнений и причины их возникновения; мероприятия по предупреждению осложнений; роль промывочной среды в предупреждении осложнений при бурении в ММП; методика выбора и испытания бурового раствора; расчёт экономического эффекта от применения выбранного раствора.

Tikhonov Evgeny Vladimirovich
Technical Director of the Drilling Fluids Department of «BURSERVICE» LLC
evgeny.tikhonov@internet.ru

Annotation. Drilling operations are carried out at a field located in the northeast of the Russian Federation in the area of permafrost. As practice shows, under these conditions a large number of complications arise that lead to accidents. On average, up to 20–25 % of calendar time is spent on combating complications. This makes the problem of preventing complications and combating them very urgent. The main cause of all complications is the violation of the integrity of permafrost rocks, the cementing material of which is ice, as a result of thermal, erosion and physicochemical interaction with the circulating flushing medium. The most effective way to prevent complications that arise during drilling in permafrost is the competent choice of the composition and quality characteristics of the flushing medium, which can both maintain the integrity of the wellbore and have sufficient removal capacity. The article discusses drilling fluid formulations for eliminating and preventing complications when drilling wells in permafrost conditions.

Keywords: types of complications and causes of their occurrence; measures to prevent complications; the role of the flushing medium in preventing complications when drilling in permafrost; methodology for selecting and testing drilling fluid; calculation of the economic effect of using the selected solution.

Виды осложнений и причины их возникновения

Исходя из анализа геологических условий и опыта ранее пробуренных скважин в толще многолетнемёрзлых пород на рассматриваемом месторождении, можно сказать о том, что наиболее часто встречающиеся осложнения это:

- потеря устойчивости мёрзлых пород в процессе бурения при растеплении;
- интенсивное кавернообразование, осыпи и обвалы пород, приводящие к прихвату, слому бурильного инструмента, размыв и провалы фундамента под буровой установкой в результате протаивания мёрзлых пород, прилегающих к поверхности;
- потеря циркуляции промывочной среды в сильнотрещиноватых коллекторах;
- повышенный износ бурового инструмента в результате зашламования, в том числе матрицы, корпуса коронки, расширителя, резьбовых соединений и уменьшение толщины стенок бурильных труб;
- снижение процента выхода и качества керна, вплоть до полной потери в глинистых и мёрзлых породах.

Анализируя промысловый материал, видно, что наибольший объём среди различных видов осложнений по затратам времени и материальных ресурсов приходится на ликвидацию последствий в результате потери устойчивости мёрзлых пород в процессе бурения при растеплении. Основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели бурения, – компонентный состав, плотность, вязкость, показатель водоотдачи, высокая смазывающая и охлаждающая способность.

Мероприятия по предупреждению осложнений

Скважина считается качественно построенной в интервале залегания многолетнемёрзлых пород, если в результате применения выбранной конструкции и технологии бурения предотвращаются осложнения, перечисленные ранее.

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в многолетнемёрзлых породах является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяют различные буровые среды – от охлаждённого воздуха и буровых растворов до устойчивой пены. При использовании буровых растворов на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки.

На рисунке 1 показан геологический разрез участка рассматриваемого месторождения. В конкретном геологическом разрезе рекомендуется комбинированный способ бурения с использованием газожидкостной смеси в интервале глинистых и неустойчивых пород и полимерного бурового раствора в интервале свыше 100 м глубиной.

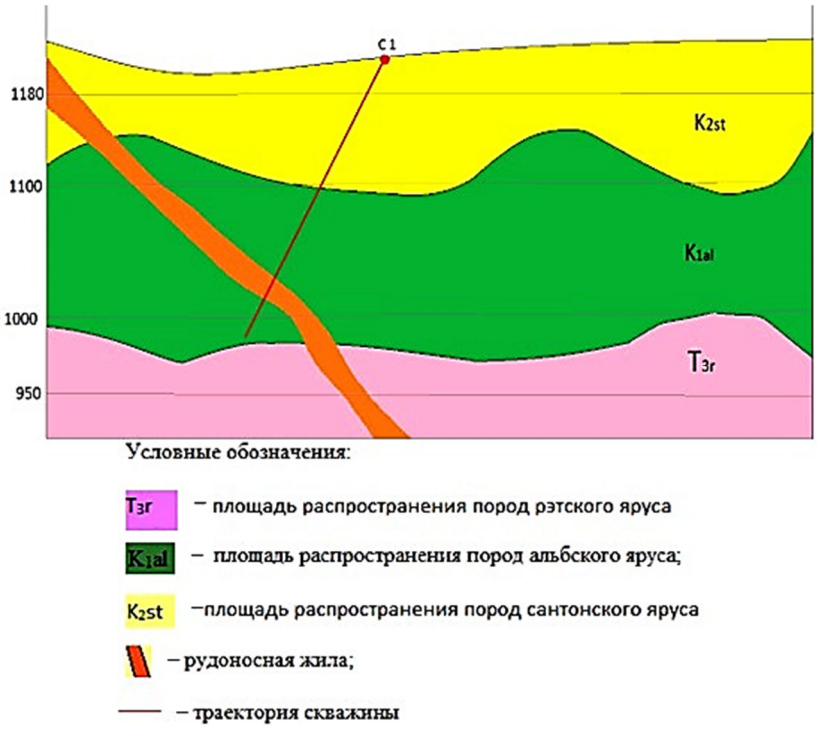

Рисунок 1 – Геологический разрез участка рассматриваемого месторождения

Эффективными параметрами предлагаемых промывочных жидкостей должны стать: низкая водоотдача (5–7 см^3/30 мин.), вязкость (22–24 с), высокая смазывающая и охлаждающая способность.

Бурение верхней части разреза с промывкой пеной (водный раствор + Superfoam фирмы «Atlas Copko» + полимер) и с добавлением антиморозного агента.

Для бурения в интервале свыше 100 м в трещиноватых коллекторах используют техническую воду с добавлением полимеров и антиморозной добавки с предварительным его охлаждением в летний период.

Конструкция скважин в зоне залегания ММП должна обеспечивать надёжную сохранность её устья, предотвращать промыв буровым раствором затрубного пространства за направлением и кондуктором, а также образование воронок и провалов пород в приустьевой зоне скважины в процессе всего цикла строительства скважины.

Учитывая, что зона многолетнемёрзлых пород, как правило, состоит из неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения, поэтому главной задачей является проходка всего ствола скважины в короткие сроки избегая осложнений.

Технология строительства и конструкция скважин должны отвечать требованиям охраны окружающей среды в условиях Крайнего Севера.

Роль промывочной среды в предупреждении осложнений при бурении в многолетнемёрзлых породах

Наиболее интенсивно разрушаются породы с низким показателем льдистости и слабоуплотнённые породы. Теплоёмкость таких пород невысокая, и поэтому их разрушение происходит существенно быстрее, чем пород с высокой льдистостью.

Среди мёрзлых пород встречаются пропластки талых пород, многие из которых склонны к поглощениям бурового раствора при давлениях, незначительно превышающих гидростатическое давление столба воды в скважине. Поглощения в такие пласты бывают весьма интенсивные и требуют специальных мероприятий для их предупреждения или ликвидации.

Процессы разрушения ММП достаточно сложные и мало изученные. Циркулирующий в скважине буровой раствор термо- и гидродинамически взаимодействует как с горной породой, так и со льдом, причём это взаимодействие может существенно усиливаться физико-химическими процессами (например, растворением), которые не прекращаются даже при отрицательных температурах.

В настоящее время можно считать доказанным наличие осмотических процессов в системе «порода (лёд) – корка на стенке скважины – промывочная жидкость в стволе скважины». Эти процессы самопроизвольные и направлены в сторону, противоположную градиенту потенциала (температуры, давления, концентрации), т.е. стремятся к выравниванию концентраций, температур, давлений. Роль полупроницаемой перегородки может выполнять как фильтрационная корка, так и прискважинный тонкий слой самой породы. А в составе мёрзлой породы кроме льда как цементирующего её вещества может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество незамерзающей воды в ММП зависит от температуры, вещественного состава, солёности.

Из-за наличия в открытом стволе скважины промывочного бурового раствора, а в ММП – поровой жидкости с определённой степенью минерализации наступает процесс самопроизвольного выравнивания концентраций под действием осмотического давления. В результате этого может происходить разрушение мёрзлой породы. Если буровой раствор будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-нибудь растворённой соли, то на границе «лёд – жидкость» начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры плавления льда, т.е. начнётся процесс его разрушения. А так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной осыпей, обвалов, образования каверн и шламовых пробок, посадок и затяжек при спускоподъёмных операциях, остановок спускаемых в скважину обсадных колонн, поглощений буровых промывочных и тампонажных растворов.

Если степени минерализации бурового раствора и поровой воды ММП одинаковы, то система «скважина – порода» будет находиться в изотоническом равновесии, и разрушение ММП под физико-химическим воздействием маловероятно.

С увеличением степени минерализации промывочного агента возникают условия, при которых поровая вода с меньшей минерализацией будет перемещаться из породы в скважину. Из-за потерь иммобилизованной воды механическая прочность льда будет уменьшаться, лёд может разрушиться, что приведёт к образованию каверны в стволе бурящейся скважины. Этот процесс интенсифицируется эрозионным воздействием циркулирующего промывочного агента.

На процесс разрушения льда влияет также длительность воздействия солёной промывочной жидкости. Так, при воздействии на лёд 3 %-ным раствором NaCl потеря массы образца льда с температурой минус 1 °С составила: 0,62; 0,96 и 1,96 г соответственно через 0,5; 1,0 и 1,5 часа.

Чтобы свести к минимуму отрицательное влияние физико-химических процессов на состояние ствола бурящейся в ММП скважины, необходимо, в первую очередь, обеспечить равновесную концентрацию на стенке скважины компонентов бурового промывочного раствора и внутрипоровой жидкости в ММП.

К сожалению, это требование не всегда выполнимо на практике. Поэтому чаще прибегают к защите цементирующего ММП льда от физико-химического воздействия буровым раствором плёнками вязких жидкостей, которые покрывают не только обнажённые скважиной поверхности льда, но и частично прилегающее к скважине внутрипоровое пространство, разрывая тем самым непосредственный контакт минерализованной жидкости со льдом.

Таким образом, для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП буровой промывочный раствор должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать низким показателем фильтрации;
- содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП;
- обладать способностью создавать на поверхности льда в ММП плотную, непроницаемую плёнку;
- обладать низкой эрозионной способностью;
- иметь низкую удельную теплоёмкость;
- быть гидрофобным к поверхности льда;
- обладать низким показателем вязкость.

Общие сведения о выборе бурового раствора

Учитывая геолого-технические условия и возможные осложнения, в качестве основной промывочной жидкости выберем полимерный безглинистый раствор. Эти растворы отличаются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью (способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких), а также низкой плотностью, что улучшает условия очистки и повышает эффективность процесса разрушения породы.

Для приготовления безглинистых полимерных буровых растворов используются: гидролизованный полиакриламид (ГПАА), ксантановая кислота (биополимер) и карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ 600). В качестве противоморозной добавки используется NaCl. Для обработки растворов противоморозной добавкой определены нормы введения в раствор NaCl (табл. 1).

Таблица 1 – Ориентировочные нормы введения в раствор химических реагентов

Содержание соли в растворе, %	0,1	2,9	5,6	8,3	11,0	13,6	14,9	16,2	17,5
Температура замерзания, °С	0	–1,8	–3,5	–5,4	–7,5	–9,8	–11,0	–12,2	–13,6

Исходя из геолого-технических условий бурения рассматриваемого месторождения, температура мёрзлых пород до – 4 °С, концентрация NaCl в растворе – 6,5 %.

Оборудование для исследования свойств бурового раствора

Воронка Марша

Вискозиметр воронка Марша (рис. 2) – простой прибор для быстрого измерения вязкости бурового раствора. Воронка Марша даёт общие сведения о вязкости бурового раствора, они могут указать инженеру о необходимости изменения состава бурового раствора.

Рисунок 2 – Вискозиметр воронка Марша

Вязкость по Маршу – это соотношение скорости прохождения бурового раствора через отверстие в воронке (скорость сдвига) и массы самого бурового раствора, которая заставляет буровой раствор двигаться (напряжение сдвига). Вязкость по Маршу записывается в секундах, в течение которых 500 мл бурового раствора выходит из наполненной воронки.

Фильтр-пресс FANN Series 300 API

Фильтр-пресс низкого давления FANN Series 300 API (рис. 3) предназначен для определения фильтрационных свойств буровых растворов и цементных смесей.

Рисунок 3 – Фильтр-пресс FANN Series 300 API

Рабочее давление 100 psi; площадь фильтрации 7,1 кв. дюйма.

Фильтрующей средой обычно является фильтровальная бумага, которая специально утверждается для тестирования фильтрата бурового раствора. Приёмником фильтрата является мерный цилиндр объёмом 10 или 25 мл.

Источники давления обеспечивают необходимое давление 100 ± 5 фунтов на квадратный дюйм (690 ± 35 кПа) и могут быть в виде баллонов со сжатым азотом или воздухом, картриджей с газом

CO_2, питаться от систем подачи высокого давления воздуха или воды или же от гидравлического балластного источника давления (Dead-Weight).

При замере показателя фильтрации на фильтре-прессе для перевода к российскому стандарту (для прибора ВМ-6) значение фильтрации делится на 2 и умножается на 0,8 (или умножается на 0,4).

Разработка рецептуры бурового раствора и испытание его в лабораторных условиях

Для приготовления безглинистого полимерного раствора используется гидролизованный полиакриламид ГПАА, КМЦ-600, ксантоновая кислота и NaCl. Применяя имеющиеся полимеры и противоморозную добавку, готовятся 3 различных по составу и консистенции буровых раствора, которые подвергаются лабораторным исследованиям.

Самыми важными свойствами являются водоотдача и вязкость, которые измеряются соответственно на фильтр-прессе FANN и воронке Марша. Также измеряется плотность при помощи ареометра. Для высокой точности каждое свойство измеряется по 3 раза при положительной и отрицательной температуре и записывается среднее его значение. Конечные результаты опытных испытаний приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Качественные показатели исследуемых растворов

Состав бурового раствора	Свойства					
	при комнатной температуре			при температуре – 3 °С		
	водоотдача, $см^3$/30 мин.	условная вязкость, с	плотность, $кг/м^3$	водоотдача, $см^3$/30 мин.	условная вязкость, с	плотность, $кг/м^3$
0,23 % ГПАА + 6,5 % NaCl	10	29	1030	8	31	1030
0,15 % КМЦ 600 + 6,5 % NaCl	8	25	1010	6	26	1010
0,15 % ГПАА + 0,2 % ксантановая кислота + 6,5 % NaCl	6	24	1040	5	25	1040

На рисунках 4 и 5 приведены показатели вязкости и водоотдачи в зависимости от температуры при разных составах бурового раствора.

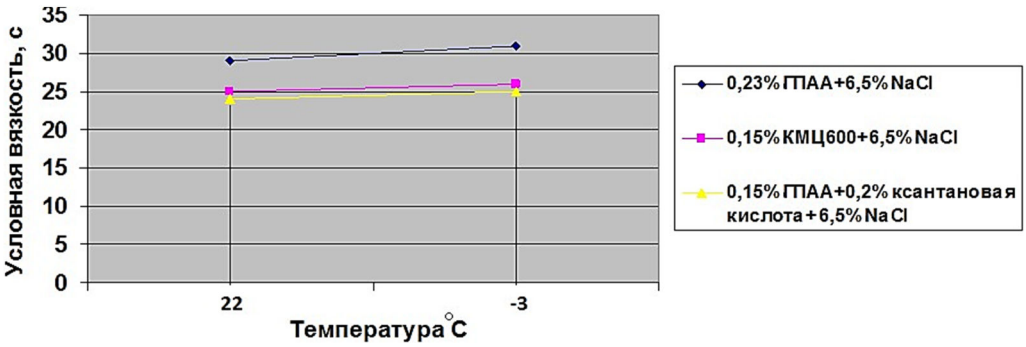

Рисунок 4 – Показатели вязкости

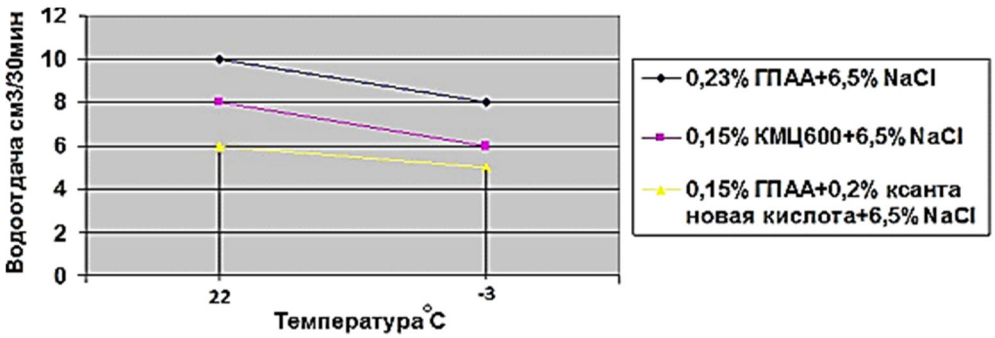

Рисунок 5 – Показатели водоотдачи

Анализируя представленные графики, можно сделать вывод, что наиболее подходящим составом буровой жидкости для бурения в рассматриваемых геологических условиях является 0,15 % ГПАА + 0,2 % ксантановая кислота + 6,5 % NaCl. Значительное снижение водоотдачи можно добиться при совместном использовании таких полимеров, как гидролизованный полиакриламид и ксантановая кислота, а для получения устойчивости раствора к отрицательной температуре – NaCl.

Расчёт экономического эффекта от применения выбранного раствора

При бурении в условиях многолетнемёрзлых пород без добавления противоморозного агента с предварительным охлаждением бурового раствора происходит большое количество осложнений в результате растепления мёрзлых горных пород. Время на ликвидацию аварий и осложнений составляет около 20 % времени от общего времени бурения, т.е. 26 станко-смен.

При применении данного состава бурового раствора происходит снижение времени работ на ликвидацию аварий и осложнений на 70–80 %, что составляет 20 станко-смен. В таблице 3 приведена экономическая эффективность применения раствора.

Таблица 3 – Экономическая эффективность применения раствора

№ n/n	Виды работ	Объём работ	Единичная сметная расценка, у.е.	Стоимость объёма, млн. у.е.
1	Буровые работы, станко-смен	133,8	21143	2,83
2	Буровые работы с применением состава бурового раствора, станко-смен	113,8	21143	2,41
Экономический эффект				0,42

Таким образом, использование безглинистого полимерного бурового раствора с добавлением противоморозной добавки и охлаждённого на поверхности по сравнению с использованием полимерного безглинистого раствора без антиморозной добавки привело к уменьшению затрат времени на ликвидацию аварийных ситуаций, вследствие чего сократилось время на собственно бурение на 20 станко-смен. Экономический эффект от использования предложенного состава буровой жидкости составляет 0,42 млн у.е.

Заключение

Изучение инженерно-геологических условий рассматриваемого месторождения в области распространения многолетнемёрзлых пород выявило несовершенство технологии бурения, ранее применяемой в данных условиях. С этой целью в статье рассмотрена технология бурения с применением охлаждённого безглинистого полимерного раствора, которая значительно улучшает качественные показатели проходки скважин и отбор проб за счёт сохранения устойчивости стенок скважин в многолетнемёрзлых породах. Данная технология не только увеличивает скорость проходки скважин и улучшает условия труда, но и значительно уменьшает затраты на проведение геологоразведочных работ.

Список литературы:

1. Булатов А.И. Drilling Fluids Engineering Manual : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Д.В. Рахматуллин. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.

2. Батыров М.И. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора / М.И. Батыров, С.И. Руденко О.В., Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.

3. Дуркин В.В. Определение глубины проникновения технологических жидкостей для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин / В.В. Дуркин, Д.Ю. Саврей, О.В. Савенок // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 7(139). – С. 14–21.

4. Живаева В.В. Сравнительный анализ тампонажных составов Izolight и полых микросфер HGS-10000 с подбором рецептуры / В.В. Живаева, Г.С. Мозговой, А.В. Ожерельев // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 93–96.

5. Загвоздин И.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов / И.В. Загвоздин, С.В. Каменских // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.

6. Мариампольский Н.А. Механизм действия электроактивации на реологические и фильтрационные свойства буровых, промывочных и тампонажных растворов / Н.А. Мариампольский, А.Г. Прокошин, О.В. Савенок // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: Сборник научных трудов. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2000. – С. 288–292.

7. Мартель А.С. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования / А.С. Мартель, В.А. Моренов, Е.Л. Леушева // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.

8. Мостовой В.А. Разработка эффективных рецептур буровых растворов на промывку вертикальной нефтяной добывающей скважины глубиной 2700 м на Аганском месторождении / В.А. Мостовой // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 221–247.

9. Савенок О.В. Разработка облегчённых цементов для борьбы с поглощениями тампонажного раствора / О.В. Савенок, Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 10–11. – С. 26–28.

10. Тихонов Е.В. Анализ проблем бурения скважин и вскрытия нефтегазовых пластов в осложнённых условиях / Е.В. Тихонов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 206–222.

List of references:

1. Bulatov A.I. Drilling Fluids Engineering Manual : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, D.V. Rakhmatullin. – Ufa : First Printing House, 2019. – Vol. 1–4.
2. Batyrov M.I. The building a regression model to determine factors affecting the properties and technological parameters of the drilling fluid / M.I. Batyrov, S.I. Rudenko, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
3. Durkin V.V. Determination of the penetration depth of process fluids for drilling, completion and operation of wells / V.V. Durkin, D.Yu. Savrey, O.V. Savenok // Business magazine Neftegaz.RU. – 2023. – № 7(139). – P. 14–21.
4. Zhivaeva V.V. Comparative analysis of Izolight plugging compositions and HGS-10000 hollow microspheres with formulation selection / V.V. Zhivaeva, G.S. Mozgovoy, A.V. Ozherelyev // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 93–96.
5. Zagvozdin I.V. Investigation of the influence of drilling mud parameters on the probability of differential sticking / I.V. Zagvozdin, S.V. Kamenskikh // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
6. Mariampolsky N.A. The mechanism of action of electrical activation on the rheological and filtration properties of drilling, flushing and grouting solutions / N.A. Mariampolsky, A.G. Prokoshin, O.V. Savenok // Hypotheses. Search. Forecasts: collection of scientific papers. – Krasnodar: «Prosveshchenie – Yug» LLC, 2000. – P. 288–292.
7. Martel A.S. Investigation mud compositions for drilling mudstone and preventing formation of seals / A.S. Martel, V.A. Morenov, E.L. Leusheva // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
8. Mostovoy V.A. Development of effective formulations of drilling fluids for flushing the vertical oil production well with a depth of 2700 m in the Aganskoye field / V.A. Mostovoy // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2019. – № 4. – P. 221–247.
9. Savenok O.V. Development of lightweight cements to combat absorption of cement slurry / O.V. Savenok, N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1997. – № 10–11. – P. 26–28.
10. Tikhonov E.V. Analysis of the problems of drilling wells and tapping oil and gas formations in difficult conditions / E.V. Tikhonov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2023. – № 4. – P. 206–222.