Научная статья
Original article
УДК 622.244.47

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ РАПОНОСНЫХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ

# DETERMINATION OF THE OPTIMUM DENSITY OF THE SOLUTION FOR DRILLING RAPO-BEARING FORMATIONS OF THE KOVYKTA GCF

**Шаритдинов Артём Флюрович,** студент магистратуры 2 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
**Маршев Виталий Игоревич,** студент 4 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа
**Сунцов Вячеслав Андреевич,** студент 4 курс, факультет «Горно-нефтяной», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

**Sharitdinov Artem Flyurovich,** 2nd year master's student, faculty "Mining and oil", Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
**Marshev Vitaly Igorevich,** 4th year student, Faculty of Mining and Oil, Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
**Suntsov Vyacheslav Andreevich,** 4th year student, Faculty of Mining and Oil, Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa

**Аннотация:** Статья посвящена разработке утяжеленного раствора для бурения рапоносных пластов. Рапопроявление, как и любые другие виды проявлений, возникает только в том случае, если пластового забойное давление

выше давления в скважине. Однако так же необходимо учитывать превышение давления в скважине над пластовым, особенно в таких условиях залегания, как на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (КГКМ), где градиент пластового давления близок к градиенту гидроразрыва. Поэтому важно учитывать не только статическую плотность бурового раствора, но и эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП).

**S u m m a r y:** The article is dedicated to the development of a weighted mud for drilling rape-bearing formations. Brine intrusion, like any other types of manifestations, occurs only if the formation bottomhole pressure is higher than the pressure in the well. However, it is also necessary to take into account the excess pressure in the well over the reservoir pressure, especially in such conditions of occurrence, as in the Kovykta gas condensate field, where the reservoir pressure gradient is close to the hydraulic fracturing gradient. Therefore, it is important to take into account not only the static density of the drilling fluid, but also the equivalent circulating density.

**Ключевые слова:** Эквивалентная циркуляционная плотность, утяжеленный буровой раствор, соленасыщенный полимерный раствор, раствор на углеводородной основе, рапопроявление, осложненные геологические условия.

**Keywords:** Equivalent circulating density, heavy drilling mud, salt-saturated polymer mud, hydrocarbon-based mud, brine intrusion, complicated geological conditions.

Проблемы рапопроявлений при бурении являются весьма актуальными для территорий, с наличием соленосных пород.

Несмотря на все существующие методы борьбы с рапопроявлениями, лишь в некоторых случаях, когда дебиты рапы минимальны, удается довести скважину до проектной глубины.

В основном используют 2 способа борьбы с рапопроявлениями [1]: увеличение плотности раствора и разрядка рапопроявляющего горизонта.

На КГКМ рапоносные горизонты совпадают с интервалами АВПД (1600-2500) м. Наибольший коэффициент аномальности 1,92 встречается в христофоровском пласте. Соответственно, для их бурения в работе [6] были разработаны утяжеленные соленасыщенный полимерный буровой раствор и раствор на углеводородной основе (с плотностями ρ=1,95 г/см3 без учета ЭЦП). Из 14 приготовленных разносоставных растворов (6 составов РУО и 8 – соленасыщенный полимерный) оказались успешными и были отобраны 3 раствора на углеводородной основе (составы №8,9 и 10) и 3 полимерного раствора (составы №4,5 и 6), среди которых будет отобраны 2 вида раствора для расчёта ЭЦП в условиях КГКМ. Результаты исследований параметров данных разработанных растворов представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Результаты исследований параметров разработанных составов

| | РУО | | | Полимерный | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Измеряемый параметр | №8 | №9 | №10 | №4 | №5 | №6 |
| Плотность ρ, г/см$^3$ | 1,95 | | | | | |
| 600 об/мин, град | 244 | 211 | 184 | 281 | 280 | 227 |
| 300 об/мин, град | 151 | 123 | 98 | 176 | 184 | 139 |
| 200 об/мин, град | 116 | 92 | 73 | 130 | 136 | 104 |
| 100 об/мин, град | 75 | 57 | 37 | 82 | 82 | 63 |
| 6 об/мин, град | 22 | 12 | 7 | 11 | 10 | 8 |
| 3 об/мин, град | 18 | 9 | 5 | 7 | 6 | 5 |
| 3 об/мин 10 сек, град | 18 | 9 | 5 | 7 | 7 | 5 |
| 3 об/мин 10 мин, град | 21 | 12 | 6 | 10 | 8 | 6 |
| СНС$_{10сек}$, Па | 9,2 | 4,6 | 2,5 | 3,6 | 3,6 | 2,5 |
| СНС$_{10мин}$, Па | 10,7 | 6,13 | 3,1 | 5,11 | 4,1 | 3,1 |
| Пласт. вязкость, мПа·с | 93 | 88 | 86 | 105 | 96 | 88 |
| ДНС, Па | 27,8 | 16,8 | 5,7 | 50,3 | 42,1 | 24,4 |
| Суточный отстой, % | 3 | 2 | 2,5 | 1 | <1 | 1,5 |
| Стабильность, г/см$^3$ | 0,06 | 0,08 | 0,1 | 0,026 | 0,03 | 0,035 |

| | РУО | | | Полимерный | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Измеряемый параметр | №8 | №9 | №10 | №4 | №5 | №6 |
| Электростабильность, В | >500 | >500 | >500 | - | - | - |
| Фильтрация, $см^3$/30 мин | 0 | 0 | 0 | 0,5 | 3 | 7,4 |
| Коэф. трения корки | 0,14 | 0,136 | 0,131 | 0,083 | 0,069 | 0,057 |

При сравнении показателей ДНС, СНС10мин и пластической вязкости РУО при различном объемном содержании рассола в эмульсии, можно сделать вывод о том, что все три параметра стабильно растут при увеличении объема вводимой водной фазы.

Анализируя зависимость ДНС, СНС10мин и пластической вязкости полимерного раствора от объемного содержания ПАА, можно сделать заключение, что чем больше концентрация ПАА, тем выше эти параметры. А фильтрация, наоборот, снижается.

Для моделирования условия бурения необходимо выбрать растворы с наименьшими напряжения сдвига. Из представленных в таблице 1 растворов, были определены напряжения сдвига с помощью моделя Хершеля-Балкли. По результатам исследования было выяснено, что наименьшие напряжения сдвига в полимерном растворе возникают в составе №6, а в РУО – в составе №10. Эти растворы были отобраны для дальнейших расчётов, чтобы смоделировать условия бурения в программах «Landmark» и «Бурсофт».

В начале работы с «Бурсофтпроектом» необходимо создать дерево скважин, которое состоит из базы данных, филиала, месторождения, куста, скважины и ствола скважины. Внести геологию (названия стратиграфических отделов, значения давлений и глубины пластов), данные по профилю (глубины по стволу и значения зенитного и азимутального углов), обсадным колоннам (тип колонны, ее диаметр и интервал установки), компоновку бурильной колонны (диаметры и длины труб и элементов КНБК).

В результате внесения геологических данных, программа создает график совмещенных давлений, представленный на рисунке 1. После внесения данных

по инклинометрии пакет строит профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием. Однако проблемные рапоносные пласты находятся в вертикальном интервале 1600-2500 м, что видно по характерному графику пластовых давлений.

Следующим этапом был ввод данных по конструкции скважины до 2500 м, которая состоит из направления, кондуктора и промежуточной колонны до 1600 м. Для бурения интервала 1600-2500 м необходимо ввести данные по компоновке бурильной колонны

После произведенных расчётов в программе «Бурсофт» оказалось, что для двух типов растворов одинаковой плотности (1,95 г/см$^3$) и с одинаковыми исходными данными для расчета значения ЭЦП получаются различными из-за отличающихся реологических параметров. При прокачке раствора №6 ЭЦП (рисунок 2, А) будет немного выше – 1985 кг/м$^3$, чем у раствора на углеводородной основе №10 – 1970 кг/м$^3$ (рисунок 2, Б). Для сравнения расчеты были также выполнены в программном комплексе «Landmark».

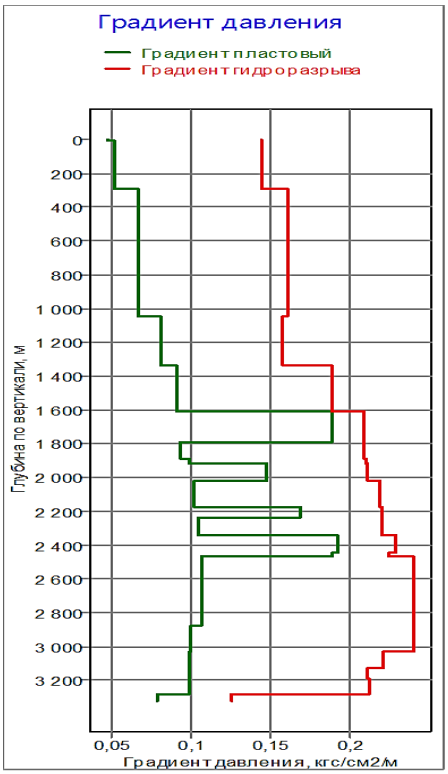



Рисунок 1. График совмещенных давлений

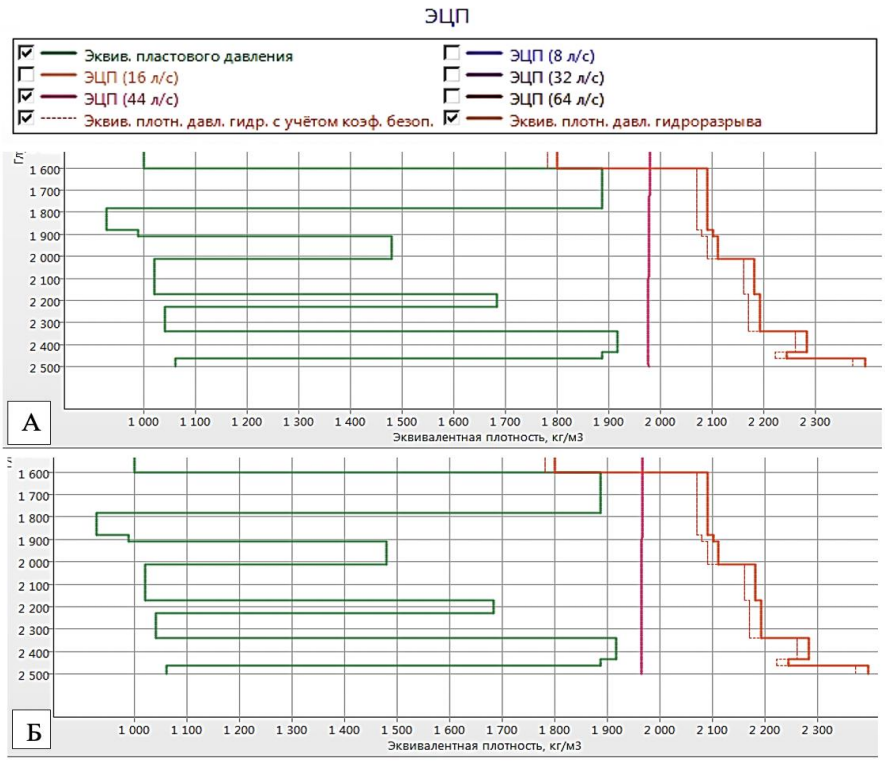



Рисунок 2. Результат расчета ЭЦП в программе «Бурсофтпроект» растворов полимерного №6 (А) и на углеводородной основе №10 (Б)

По результатам расчетов в программном комплексе «Landmark» оказалось, что оба раствора находятся в диапазоне безопасного бурения. Однако значения ЭЦП при одинаковых условиях отличаются из-за различных реологических параметров. Так, ЭЦП при бурении интервала (1600-2500) м на полимерном растворе №6 в среднем будет равна 2,1 г/см3, в то время как для РУО №6 составит в среднем 1,97 г/см3.

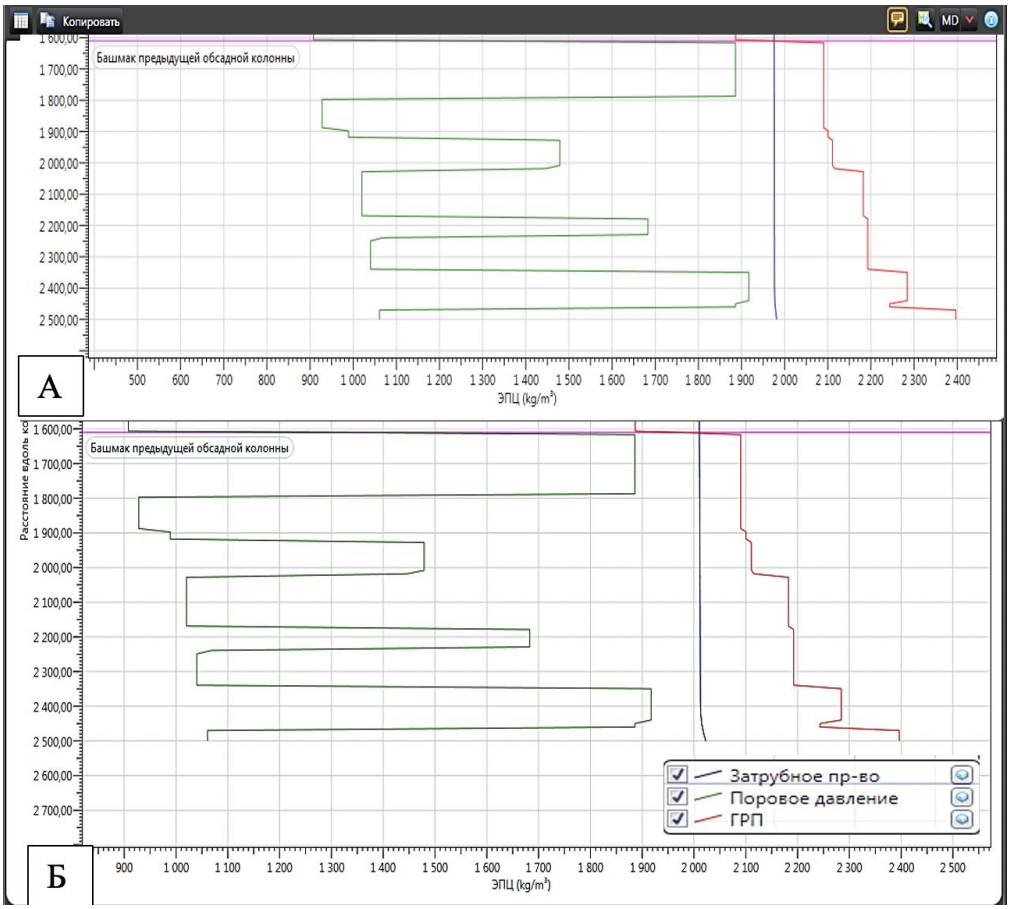



Рисунок 3. Результат расчета ЭЦП в программе «Landmark» растворов полимерного №6 (А) и на углеводородной основе №10 (Б)

На основании полученных результатов, можно сделать вывод что для разработанного РУО №10 можно считать целесообразным (для снижения вероятности рапопроявлений) повысить плотность с 1,95 до 1,97 г/см3, чтобы ЭЦП приблизительно составила 2 г/см3, как при бурении на составе №6.

Для всех 6 удачных составов реологические параметры, в частности пластическая вязкость и ДНС, очень высокие (по сравнению с классическими буровыми растворами). Но это объясняется их структурой, которая была создана вязкой для удержания такого большого объема вводимого утяжелителя, чтобы обеспечить высокую плотность растворов. Принимая во внимание, что пороговое значение пластической вязкости составляет 100 мПа·с, которым руководствуются сегодня при бурении рапоносных интервалов на Ковыктинском ГКМ, следует отметить, что почти все составы не превысили данный показатель. Наименьшие реологические показатели получились у РУО №10, что делает его приоритетным для применения на производстве, поскольку

при этом возникнут меньшие гидравлические потери при прокачке раствора по циркуляционной системе скважины.

**Литература**

1. Аверкина Е.В. Анализ рапопроявляющих скважин на газоконденсатных месторождениях Иркутской области // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. №2. С.152-157.
2. Деминская Н.Г. Анализ использования ингибирующих растворов и пути их совершенствования в условиях сульфатно-галлоидной агрессии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. №8. С. 26-28.
3. Семенякин, В.С. Распознание причин развития проявлений на ранней стадии их возникновения при бурении // Вестник АГТУ. – г. Астрахань. – 2004. №4 (23). С. 107-111.
4. Старощук А.В., Семенякин В.С. Причины рапо-, нефте-, и газопроявлений при бурении скважин на утяжеленных буровых растворах // Нефтяное хозяйство. 2011. №4. С. 90-93.
5. Тирон Д.В. Совершенствование технологии эмульсивонных растворов для бурения скважин в условиях повышенных забойных температур: Дис. канд. тех. наук. – Ухта: УГТУ. 2017. С. 114.
6. Шаритдинов, А.Ф. Разработка утяжеленного раствора для бурения рапоносных пластов Ковыктинского ГКМ/ Шаритдинов А.Ф., Мулюков Р.А., Латыпов А.Д., Ишмеев А.К.// Аллея науки. 2022. №4 (67).

**Literature**

1. Averkina E.V. Analysis of brine-producing wells in gas condensate fields of the Irkutsk region // Proceedings of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. No. 2. P. 152-157.
2. Deminskaya N.G. Analysis of the use of inhibitory solutions and ways to improve them in the conditions of sulfate-haloid aggression // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2010. No. 8. P. 26-28.

3. Semenyakin, V.S. Recognition of the reasons for the development of manifestations at an early stage of their occurrence during drilling // Vestnik ASTU. - Astrakhan. 2004. No. 4 (23). P. 107-111.
4. Staroshchuk A.V., Semenyakin V.S. Causes of rapo-, oil-, and gas shows during drilling of wells on weighted drilling fluids // Neftyanoe khozyaystvo. - 2011. No. 4. P. 90-93.
5. Tiron D.V. Improving the technology of emulsion solutions for drilling wells at elevated bottomhole temperatures: Dis. cand. those. Sciences. - Ukhta: USTU. 2017. P. 114.
6. Sharitdinov, AF Development of a heavy-duty solution for drilling rapids in Kovyktinsky GKM / Sharitdinov AF, Mulyukov RA, Latypov AD, Ishmeev AK // Alley of Science. 2022. No. 4 (67).

*© Шаритдинов А.Ф., Маршев В.И., Сунцов В.А., 2022 Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022.*

**Для цитирования:** Шаритдинов А.Ф., Маршев В.И., Сунцов В.А., ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ РАПОНОСНЫХ ПЛАСТОВ КОВЫКТИНСКОГО ГКМ// Научно-образовательный журнал для студентов и преподавателей «StudNet» №5/2022.