

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМ СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПРИКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА



Б. ДУРМАГАМБЕТОВ¹,
докторант, технический
менеджер, KNOC,
Satbayev University,
b.durmagambetov@knoc.kz



Д. УРМАНОВА²,
докторант, старший научный
сотрудник, Satbayev University,
d.urmanova@satbayev.university

¹ТОО KNOC CASPIAN,

Республика Казахстан, 0520000, г. Алматы, ALATAU GRAND Бизнес центр, ул. Тимирязева, 28 в

²НАО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМ. К.И. САТПАЕВА» SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22/5

Анализируются комплексные лабораторные и симуляционные исследования выпадения солей в процессе добычи нефти в условиях низкой проницаемости с падающим пластовым давлением. Объектом исследования являются юрские отложения горизонтов с глубиной залегания до 3000 м.

Исследование проблем солеобразования преследует следующие цели: определить тип солей (в рамках и с использованием ресурсов, доступных для исследования), провести моделирование для понимания долгосрочных тенденций солеобразования (во время проектов по закачке воды) или краткосрочных тенденций (при ГРП или КРС), а также дать рекомендации на основе испытаний и базе данных Шлюмберге.

Пластовые воды юрских отложений месторождения обладают схожими гидрохимическими параметрами по горизонтам и представляют собой хлоркальциевые рассолы, общая минерализация которых составляет от 147,1 г/л до 186,6 г/л. Четкой зависимости минерализации от глубины залегания по имеющимся данным не выявляется. Плотность в поверхностных условиях – 1097-1131 кг/м³. По концентрации хлорида преобладают над щелочными металлами (натрий, калий), также воды заметно обогащены кальцием, содержание которого значительно преобладает над магнием. Характерной особенностью являются низкие содержания сульфат- и гидрокарбонат-ионов.

Исследовательски-научный характер данной работы подтверждается тем, что было использовано новое для казахстанской отрасли интенсификации добычи углеводородов научное программное обеспечение для анализа солеотложения.

Моделирование критических термобарических точек охватывает диапазон прогнозируемых показателей давления и температуры пласта, а также результирующей температуры в призабойной зоне учитывая работу установки электроприводного центробежного насоса. Анализ чувствительности проведен учитывая процентное соотношения закачиваемой и пластовой воды, отдельно рассчитаны параметры воды, используемой во время ГРП.

Результатом исследования является количественная оценка проницаемости от солеотложения и превентивные меры для сохранения коэффициента производительности скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: солееобразование, симуляция, гидроразрыв, Прикаспийский бассейн, нефтяное месторождение, низкая проницаемость.

КАСПИЙ МАҢЫ ӨҢІРІНІҢ ҚАЗАҚСТАННЫҢ КЕН ОРЫНДАРЫНДА ТҰЗ ТҮЗІЛУ ПРОБЛЕМАЛАРЫН ЗЕРТТЕУ

Б. ДУРМАГАМБЕТОВ¹, докторант, техникалық менеджер, KNOС, Satbayev University, b.durmagambetov@knoc.kz

Д. УРМАНОВА², докторант, Satbayev University, аға ғылыми қызметкері, d.urmanova@satbayev.university

¹KNOС CASPIAN ЖШС,

Қазақстан Республикасы, 050000, г. Алматы, Алатау Гранд Бизнес-орталығы, Тимирязев к-сі, 28В

²КЕАҚ Қ. САТПАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ, 050000, Сәтпаев көшесі 22/5, Алматы, Қазақстан

Бұл мақалада төмен өткізгіштік жағдайында мұнай өндіру процесінде тұздардың жоғалуын кешенді зертханалық және симуляциялық зерттеулер талданады. қойнауқаттық қысымның төмендеуімен зерттеу объектісі тереңдігі 3000 м-ге дейін горизонттардың юра шөгінділері болып табылады

Тұз түзілу проблемаларын зерттеу мынадай мақсаттарды көздейді: тұздардың түрін анықтау (зерттеу үшін қолжетімді ресурстар шеңберінде және пайдалана отырып), тұз түзілуінің ұзақ мерзімді үрдістерін (су айдау жөніндегі жобалар кезінде) немесе қысқа мерзімді үрдістерін (ҚСЖ немесе ҰҚЖ кезінде) түсіну үшін модельдеу жүргізу, сондай-ақ Шлюмберже сынақтары мен деректер базасы негізінде ұсынымдар беру. Кен орнының Юра шөгінділерінің резервуарлық сулары горизонттар бойынша ұқсас гидрохимиялық параметрлерге ие және жалпы минералдануы 147,1 г/л-ден 186,6 г/л-ге дейін болатын хлоркальций тұздары болып табылады. Қолда бар деректер бойынша минералданудың орналасу тереңдігіне нақты тәуелділігі анықталмайды. Жер бетіндегі тығыздық-1097-1131 кг/м³. Концентрациясы бойынша хлоридтер сілтілі металдардан (натрий, калий) басым болады, сонымен қатар сулар кальциймен едәуір байытылған, оның құрамы магнийден едәуір басым. Өзіне тән ерекшелігі – сульфат пен бикарбонат иондарының төмен мөлшері.

Бұл жұмыстың зерттеу-ғылыми сипаты көмірсутектерді өндіруді қарқындатудың қазақстандық саласы үшін тұз салуды талдауға арналған жаңа ғылыми бағдарламалық қамтамасыз етудің пайдаланылғандығымен расталады.

Критикалық термобарлық нүктелерді модельдеу қаттың қысымы мен температурасының болжамды көрсеткіштерінің диапазонын, сондай-ақ ЭЖОТСО жұмысын ескере отырып, кенжар маңы аймағындағы алынған температураны қамтиды. Сезімталдықты талдау сорылатын және резервуардағы судың пайыздық қатынасын ескере отырып жүргізілді, гидравликалық сыну кезінде қолданылатын судың параметрлері бөлек есептелді.

Зерттеу нәтижесі-тұз тұндыру өткізгіштігін сандық бағалау және ұңғымалардың өнімділік коэффициентін сақтаудың алдын-алу шаралары.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: тұз түзілуі, симуляция, гидроразрыв, Каспий маңы бассейні, мұнай кен орны, төмен өткізгіштігі.

INVESTIGATION OF THE SALT FORMATION ISSUE IN THE OIL FIELD OF THE PRECASPIAN REGION

B. DURMAGAMBETOV¹, doctoral student, technical manager, KNOC, Satbayev University, b.durmagambetov@knoc.kz

D. URMANOVA², doctoral student, Satbayev University, senior researcher, d.urmanova@satbayev.university

¹KNOC CASPIAN LLP,
ALATAU GRAND Business Center, 28V Timiryazev str., 050000, Almaty, Kazakhstan,

²NJSC "KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY
NAMED AFTER K.I. SATPAYEV" SATBAYEV UNIVERSITY,
22/5, Satpayev str., Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan

This article analyzes complex laboratory and simulation studies of salt deposition during oil production in conditions of low permeability with falling reservoir pressure. The object of research is Jurassic deposits of horizons with a depth of up to 3000 m.

The study of salt formation problems pursues the following objectives: to determine the type of salts (within and using the resources available for research), to conduct modeling to understand long-term trends in salt formation (during water injection projects) or short-term trends (during hydraulic fracturing or cattle), as well as to make recommendations based on tests and the Schlumberger database. The formation waters of the Jurassic deposition of the field have similar hydrochemical parameters along the horizons and are chlorocalcium brines, the total mineralization of which ranges from 147.1 g/l to 186.6 g/l. According to the available data, there is no clear dependence of mineralization on the depth of occurrence. The density in surface conditions is 1097-1131 kg/m³. In terms of concentration, chlorides predominate over alkali metals (sodium, potassium), and the waters are also noticeably enriched with calcium, the content of which significantly prevails over magnesium. A characteristic feature is the low content of sulfate and bicarbonate ions.

The research and scientific nature of this work is confirmed by the fact that a new scientific software for the analysis of salt deposition was used for the Kazakhstani industry of intensification of hydrocarbon production.

Modeling of critical thermobaric points covers the range of predicted parameters of reservoir pressure and temperature, as well as the resulting temperature in the bottomhole zone, taking into account the operation of the installation of an electric centrifugal pump. The sensitivity analysis was carried out taking into account the percentage ratio of injected and reservoir water, the parameters of the water used during hydraulic fracturing were calculated separately.

The result of the study is a quantitative assessment of the permeability from salt deposition and preventive measures to preserve the productivity coefficient of wells.

KEY WORDS: salt formation, simulation, hydraulic fracturing, Precaspian basin, oil field, low permeability.

Введение. Солеотложения как продукт термобарических осадконакопительных способствуют коррозионным процессам как внутри скважины, так и на наземном оборудовании [1]. Отложения солей снижают коэффициент продуктивности скважин с последующим преждевременным выходом из строя установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Как результат, растущие оперативные затраты могут привести к нерентабельной эксплуатации фонда скважин. Для решения этих проблем внедряются разные методики обработки и закачки ингибиторов солеотложения: постоянная или периодическая закачка ре-

агента, добавление состава ингибитора в жидкость глушения во время капитального ремонта скважин (КРС) оптимальные для каждой скважины.

На исследуемом объекте солеотложение является основной причиной отказа забойного оборудования и удорожания операционных затрат. Основными факторами выпадения являются высокая температура наряду с растущей добычей попутной воды, параметры добываемого флюида: обводненность и количественный показатель минерализации, термобарические условия, периодическое отключение вследствие перебоев энергоснабжения. Как результат, более 40 % добычного фонда работает в периодичном режиме с низкой наработкой забойного оборудования (в среднем 100 – 200 дней). Солеотложение также негативно влияет на процесс подготовки товарной нефти, повышая шанс на вторичный процесс обессоливания, что в итоге замедляет процесс коммерческой добычи и увеличивает время простоя.

При подборе ингибиторов необходимо учитывать такие факторы, как минеральный состав, технологический режим добычи, диапазон статической температуры, термобарические условия при эксплуатации УЭЦН. В первую очередь были отобраны образцы с разных объектов разработки, учитывая энергетическую составляющую пласта и характер обводнения (краевая вода, прорыв агента подержания пластового сокращения (ППД) [2,3]

Главным показателем эффективности внедренной системы предотвращения солеотложения является средний показатель наработки забойного оборудования, учитывая тот факт, что на данном этапе средняя наработка забойного оборудования составляет не более 200 суток [1,4]

Комплексные лабораторные и симуляционные исследования проблем солеобразования преследуют следующие цели: определить тип солей, провести моделирование для понимания долгосрочных тенденций солеобразования (во время проектов по закачке воды) или краткосрочных тенденций (при ГРП или КРС). Научный характер данной работы подтверждается тем, что было использовано новое для казахстанской отрасли интенсификации углеводородов научное программное обеспечение для анализа солеотложений.

Методы и материалы исследований. В лаборатории RPS Schlumberger [5] были проведены исследования растворимости проб, отобранных на месторождении из скважин А-234, А-509 и А-65.

Была проведена подготовка следующих систем: ксилол; метанол; соляная кислота 20%; взаимный растворитель; 10% взаимный растворитель / 80% ксилол / 10% органическая кислота; дизель; все образцы испытаны при 95°C; погружения бутылки в ванну с горячей водой на 1 час; промывка и сушка; расчет растворенной массы %.

На лабораторных снимках (рисунки 1-6) солей после окончания фильтрации для каждого флюида левое изображение представляет образец из скважины А-234, изображение в центре представляет образец из скважины А-509, а правое изображение представляет образец из скважины А-65.



Рисунок 1 – Проверка растворимости солей в ксилоле



Рисунок 2 – Проверка растворимости солей во взаимном растворителе

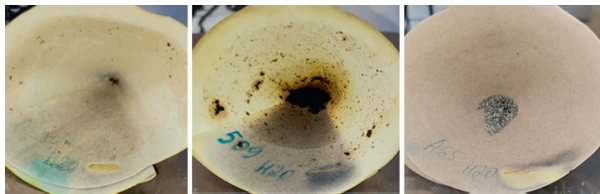


Рисунок 3 – Проверка растворимости солей в соляной кислоте, 20%



Рисунок 4 – Проверка растворимости солей в метаноле

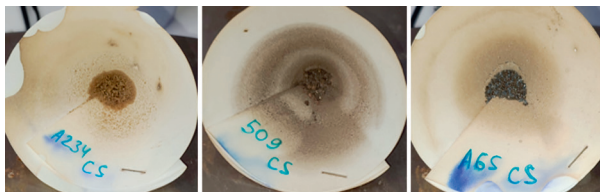


Рисунок 5 – Проверка растворимости солей в смеси ксилол-растворитель-органическая кислота



Рисунок 6 – Проверка растворимости солей в дизеле

Результаты и обсуждение. Результаты исследования растворения солей в различных составах показаны в *таблице 1*.

Таблица 1 – Результаты растворения

Система	№ скв	Вес образца (г)	Остаточный вес (г)	% Растворенный
HCl, 20%	A-234	3.00	0.28	91%
Взаимный растворитель	A-234	3.00	2.60	13%
Ксилол	A-234	3.00	2.90	3%
Метанол	A-234	3.00	2.60	13%
Ксилол-растворитель-органическая кислота	A-234	3.00	2.90	3%
Дизель	A-234	3.00	2.99	0%
HCl, 20%	A-509	3.00	1.50	50%
Взаимный растворитель	A-509	3.00	2.70	10%
Ксилол	A-509	3.00	2.56	15%
Метанол	A-509	3.00	2.79	7%
Ксилол-растворитель-органическая кислота	A-509	3.00	2.58	14%
Дизель	A-509	3.00	2.85	5%
HCl, 20%	A-65	3.00	2.79	7%
Взаимный растворитель	A-65	3.00	2.94	2%
Ксилол	A-65	3.00	2.94	2%
Метанол	A-65	3.00	2.97	1%
Ксилол-растворитель-органическая кислота	A-65	3.00	2.95	2%
Дизель	A-65	3.00	2.98	1%
Жирным шрифтом выделены жидкости, растворившие большую часть накипи.				

• Пробы из скважины A-234 состоят не менее чем на 85 – 90% из карбонатов, которые могут представлять собой пластовые карбонаты или карбонатные отложения. Большая часть этой пробы представляет собой карбонат кальция, хотя существует возможность присутствия некоторого количества карбоната магния или следов сульфатов (это невозможно различить без более подробных методов анализа). Остальные 10 – 15% могут быть остатком парафиновых или восковых компонентов нефти. Проба из скважины A-234 аналогична пробам из скважин A-52 и A-401 (которые КНОК тестировала в лаборатории Новомет в июле 2020 г.).

• Пробы из скважины A-509 состоят не менее чем на 50 – 55% из карбонатов, которые могут представлять собой пластовые карбонаты или карбонатные отло-

жения. Большая часть этого карбоната представляет собой карбонат кальция, хотя существует возможность присутствия некоторого количества карбоната магния или следов сульфатов (это невозможно различить без более подробных методов анализа накипи). 10-15% может составлять остаток парафиновой или восковой составляющих нефти, в том числе возможно не более 10% асфальтеновой составляющей (растворимость в ксилоле). Остальные 30 – 40% пробы представлены нерастворимым компонентом, которым, скорее всего, является кварц, глина, соединения железа (оксиды железа, пирит) или любой другой компонент обломочной породы из целевого интервала. Пробы из скважин А-234 и А-509 аналогичны пробам из скважин А-236 и А-234 (которые КНОК тестировала в НИПИ в 2018 г.).

- Образцы из скважины А-65 состоят не менее чем на 95% одним из следующих компонентов (или их смесью): кварц, глина, керамический проппант, соединения железа (оксиды железа, пирит) или любой другой компонент обломочной породы из целевого интервала. По растворимости проба из скважины А-65 аналогична пробе из скважины А-502, которую КНОК протестировала в лаборатории Новомет в июле 2020 года.

Лабораторные испытания воды. В лаборатории Schlumberger RPS для моделирования отложений и анализа реологии жидкости гидроразрыва проанализированы образцы: нагнетательной воды из скважины А-59 – 5 л, воды для ГРП из скважины А-411 – 10 л, вода из скважин А-121, А-107, А-57, А-229 – 1,5 литра. Результаты ионного анализа показаны ниже – в *таблице 2*.

Таблица 2 – Результаты ионного анализа

	Вода для ГРП А-411	Нагнетаемая воды А-59	Вода из А-57	Вода из А-121	Вода из А-229	Вода из А-107
уд. плотность	1.00	1.10	1.1020	1.0980	1.0970	1.0890
рН	7.26	5.38	5.89	5.97	6.04	5.92
Cl	60 mg/L	48 000 mg/L	94000 mg/L	93000 mg/L	92000 mg/L	90000 mg/L
Сульфат	120 mg/L	100 mg/L	200 mg/L	200 mg/L	200 mg/L	200 mg/L
Ca	140 mg/L	33 000 mg/L	48000 mg/L	49000 mg/L	48000 mg/L	47000 mg/L
Mg	120 mg/L	0 mg/L	1000 mg/L	2000 mg/L	1000 mg/L	2000 mg/L
Fe	0.7 mg/L	10 mg/L	300 mg/L	320 mg/L	300 mg/L	280 mg/L
Карбонаты	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L
Бикарбонаты	140 mg/L	980 mg/L	180 mg/L	160 mg/L	180 mg/L	140 mg/L
Гидроксиды	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L	0 mg/L

В работе проводились исследования:

- **Stiff diagram** – диаграмма жесткости, или схема жесткости, представляет собой графическое представление химических анализов [6].

- **Langelier Saturation Index** – разница между актуальным рН воды и рН той же воды при насыщении.

- **Ryznar Stability Index** – ИСП основывается на учете концентрации растворенного вещества.

- **Puckorius Scaling Index (PSI)** – практический индекс накипи, разработанный Пукориусом, аналогичен индексу Рызнара, с различиями в использовании рН для оценки того, имеет ли вода склонность к образованию накипи или коррозии.

Stiff diagram

Склонность к образованию накипи для воды гидроразрыва (скважина А-411), чувствительность к рН показана на *рисунке 7*.

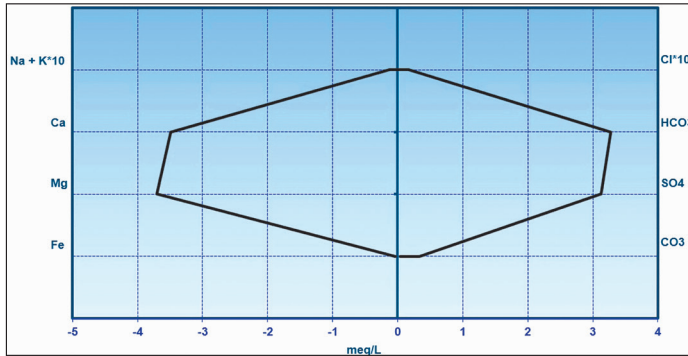


Рисунок 7 – Склонность к образованию накипи для воды гидроразрыва (скважина А-411), чувствительность к рН

Сравнение воды для гидроразрыва согласно лабораторным испытаниям (рН = 7,26, электропроводность = 10000 мкСм/см) указана на рисунке 8.

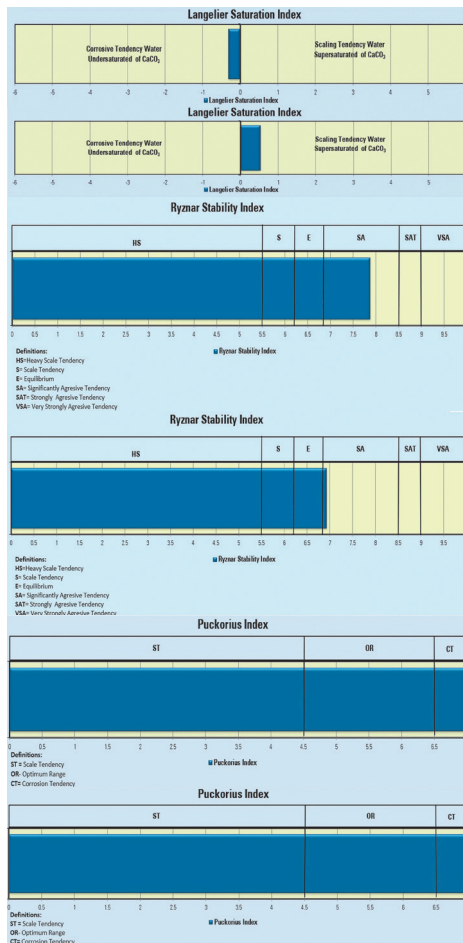


Рисунок 8 – Сравнение воды для гидроразрыва согласно лабораторным испытаниям (рН = 7,26, электропроводность = 10000 мкСм/см)

Склонность к образованию накипи для нагнетаемой воды (скважина А-59), чувствительность к рН продемонстрирована на *рисунке 9*.

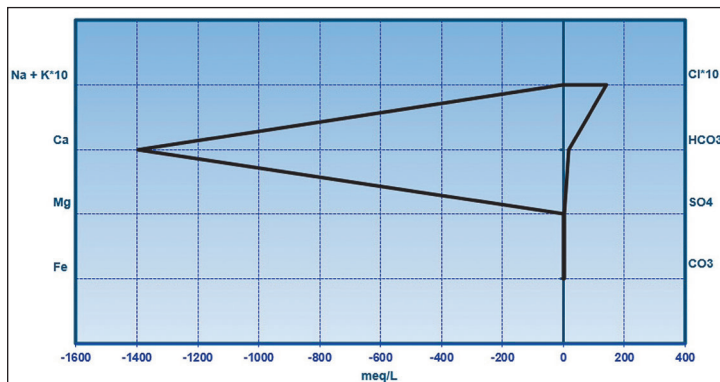


Рисунок 9 – Склонность к образованию накипи для нагнетаемой воды (скважина А-59), чувствительность к рН

Ионы Na+K учитывались при моделировании тенденции образования накипи (термобарические диаграммы P-T ниже) с использованием данных анализа воды и расчетов равновесной концентрации симулятора. Сравнение нагнетаемой воды согласно лабораторным испытаниям (рН = 5,38, электропроводность = 70000 мкСм/см) и гипотетической нагнетаемой воды (рН = 6, электропроводность = 70000 мкСм/см), в обоих образцах воды приведены концентрации ионов согласно лабораторным испытаниям отображены на *рисунке 10*.

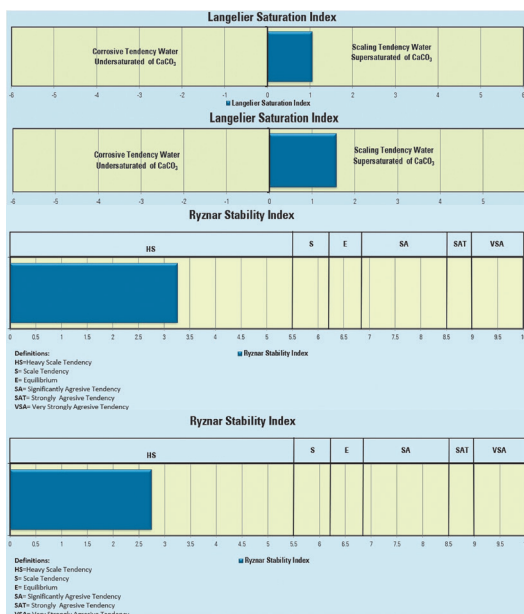


Рисунок 10 – Сравнение нагнетаемой воды согласно лабораторным испытаниям (рН = 5,38, электропроводность = 70000 мкСм/см) и гипотетической нагнетаемой воды (рН = 6, электропроводность = 70000 мкСм/см), в обоих образцах воды приведены концентрации ионов согласно лабораторным испытаниям

Индекс Пукориуса для обоих случаев составляет минус 0,4 (тенденция солеобразования). Тенденция образования накипи для пластовой воды (скважины 57, 121, 107, 229 и предыдущие испытания), температурная чувствительность отображена на *рисунке 11*.

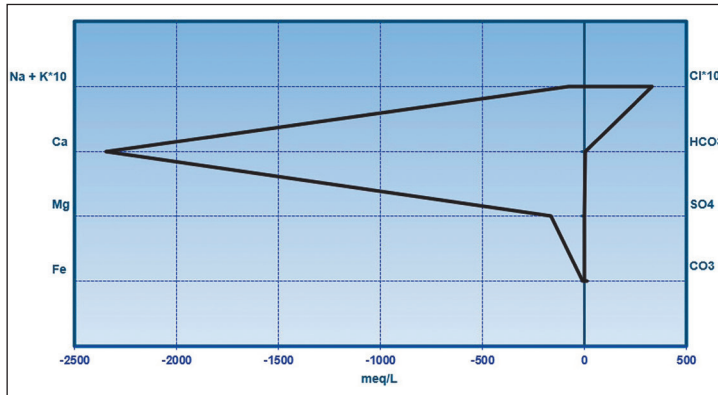


Рисунок 11 – Тенденция образования накипи для пластовой воды (скважины 57, 121, 107, 229 и предыдущие испытания), температурная чувствительность

Ионы Na+K учитывались при моделировании тенденции образования накипи (термобарические диаграммы Р-Т ниже) с использованием данных анализа воды и расчетов равновесной концентрации симулятора. Чувствительность усредненной пластовой воды, составленной по результатам лабораторных испытаний в скважинах 57, 121, 107, 229 (рН= 5,95, электропроводность = 70000 мкСм/см) и предыдущих испытаний, к температуре: 25 °С против 80 °С (*рисунк 12*). Наихудшие случаи для каждого иона были взяты из совокупности лабораторных тестов (скважины 57, 121, 107, 229) и существующих лабораторных тестов.

Индекс Пукориуса для нагретого корпуса минус 0,2 (тенденция солеобразования).

Важное примечание: присутствие CO_2 как фактор, способствующий коррозии [7,8]. Приведенный выше анализ относится к поверхностным водам.

CO_2 присутствует в продукте из данного водоема. Когда CO_2 растворяется в воде, то частично гидратируется и образует угольную кислоту. Когда сталь подвергается коррозии в угольной кислоте, Fe^{2+} и эквивалентное количество щелочи высвобождаются в процессе коррозии, образуя карбонат железа. Когда твердый FeCO_3 образуется с той же скоростью, что и коррозия стали, рН в корродирующей системе становится постоянным. Как только пленка сформирована, она будет оставаться защитной при гораздо более низком прессыщении. При низких температурах скорость коррозии увеличивается из-за высокой растворимости пленки FeCO_3 . По мере повышения температуры (около 60–80 °С) слой карбоната железа становится более прочным на поверхности металла и приобретает более защитный характер, что приводит к снижению скорости коррозии (*рисунк 13*). Расчетная скорость коррозии в зависимости от температуры при парциальном давлении CO_2 0,5, 2 и 5 бар и рН 4 и 5,5 соответственно (по Дугстаду, Шмитту). Максимальная скорость коррозии ожидается на глубинах, где флюид, обогащенный CO_2 , имеет температуру 40–90 °С на забое, где температура выше 100 °С, коррозия может быть менее сильной из-за более сильного сродства пленки карбоната железа к поверхности стали.

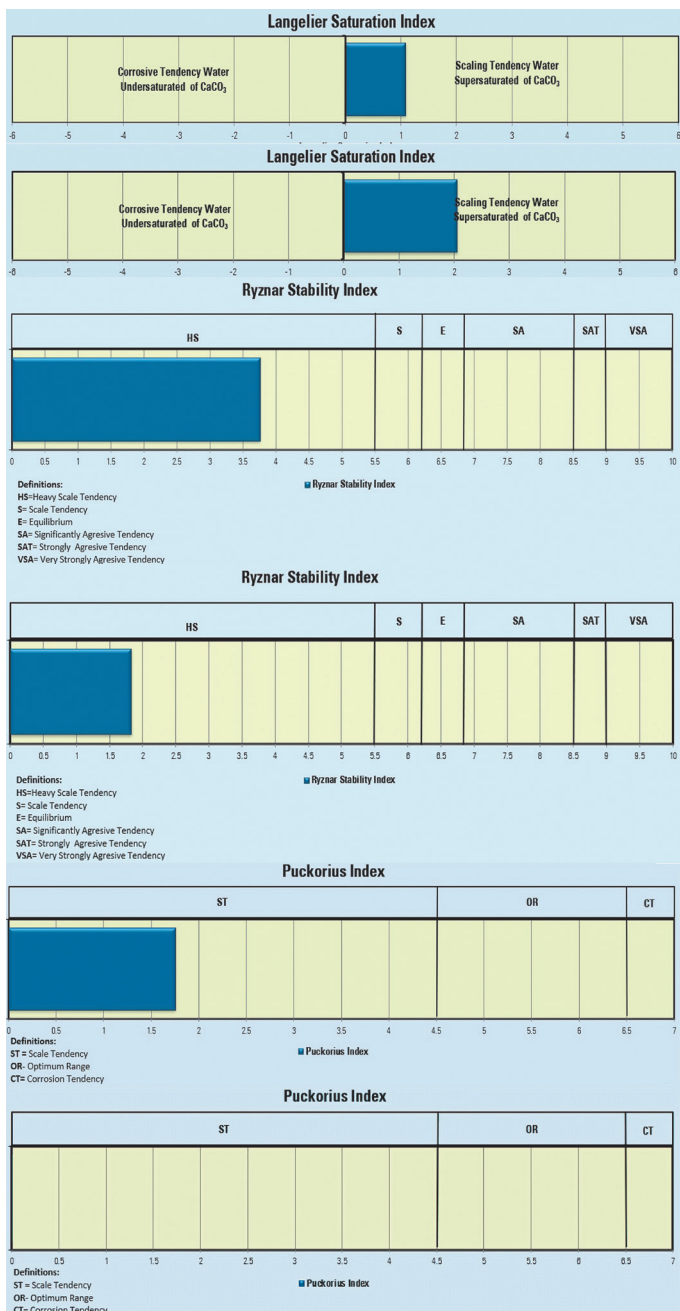


Рисунок 12 – Чувствительность усредненной пластовой воды, составленной по результатам лабораторных испытаний в скважинах 57, 121, 107, 229 (pH= 5,95, электропроводность = 70000 мкСм/см) и предыдущих испытаний, к температуре: 25 °С против 80 °С

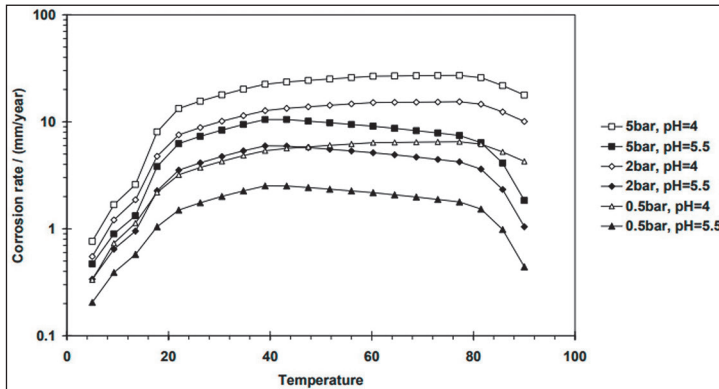


Рисунок 13 – График зависимости скорости коррозии к температуре

В проточных системах коррозионная пленка может расти месяцами, не обеспечивая защиты, если только сталь не подвергается воздействию застойных или «влажных» условий. За несколько дней стагнации продукты коррозии могут скапливаться на поверхности стали и образовывать защитную пленку. Кинетика осаждения FeCO_3 , по-видимому, является определяющим фактором для защиты слоя продуктов коррозии. Выше критической интенсивности потока взаимодействие между жидкостью и стенкой становится настолько интенсивным, что защитные пленки или отложения разрушаются пристеночными элементами турбулентности, которые также препятствуют восстановлению защитной пленки (Шмитт и др.). Катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} реагируют с угольной кислотой и откладывают карбонаты кальция и магния. Это совместное отложение щелочноземельных металлов и карбонатов железа усиливает образование накипи и снижает скорость коррозии. Однако этого дополнительного торможения может быть недостаточно для условий текучести при температурах, подверженных коррозии. Присутствие CO_2 значительно влияет на риск коррозии для данной воды при условии соблюдения следующих параметров: – Парциальное давление CO_2 в жидкости выше 0,5 бар. В определенных условиях может существовать верхний порог парциального давления CO_2 , выше которого снижается склонность к коррозии. Температурный диапазон 40–90 °С. Текучие условия, т.е. для жидкости, содержащей CO_2 , не было статического периода.

Для следующих графиков и анализа используются диаграммы Р-Т с изменяющейся концентрацией весов, являющиеся эффективным инструментом для анализа механизмов образования отложений, который не всегда напрямую зависит от давления и температуры. Некоторые шкалы могут иметь изменение зависимости после определенных температур от прямой к обратной. Программное обеспечение, используемое для анализа этих сложных процессов, представляет собой подключаемый модуль OLI studio, отвечающий за анализ отложений в нефтяных/газовых и водяных скважинах. Влияние давления и температуры на шкалу FeCO_3 для пластовой воды (скважина 57) продемонстрировано на рисунке 14.

Термобарическая диаграмма тенденции образования солеотложений для воды гидроразрыва (А-411) отобрана на рисунке 15.

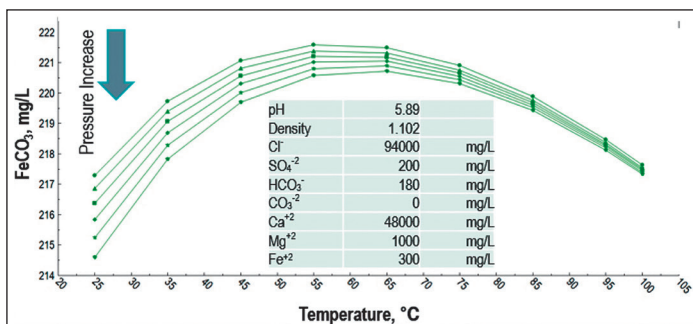


Рисунок 14 – Влияние давления и температуры на шкалу FeCO₃ для пластовой воды (скважина 57)

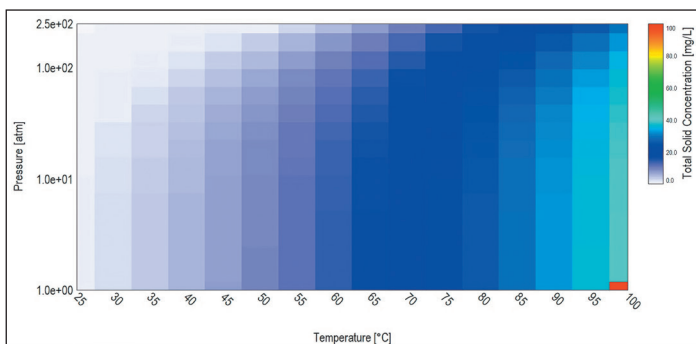


Рисунок 15 – Термобарическая диаграмма тенденции образования солеотложений для воды гидроразрыва (A-411)[9]

Термобарическая диаграмма солеотложения нагнетаемой воды (A-59) продемонстрирована на *рисунке 16*.

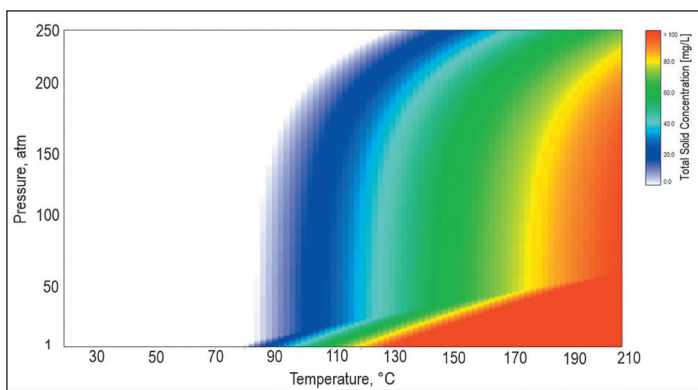


Рисунок 16 – Термобарическая диаграмма солеотложения нагнетаемой воды (A-59)

Условия смешанной воды

Если смешать разные типы соленой воды, поведение накипи может значительно измениться. Это изменение зависит от соотношения жидкостей в смеси. На графиках ниже анализируется влияние таких смесей [10]. Чувствительность отношения воды нагнетания (A-59) к пластовой воде (A-57) отображена на *рисунке 17*.

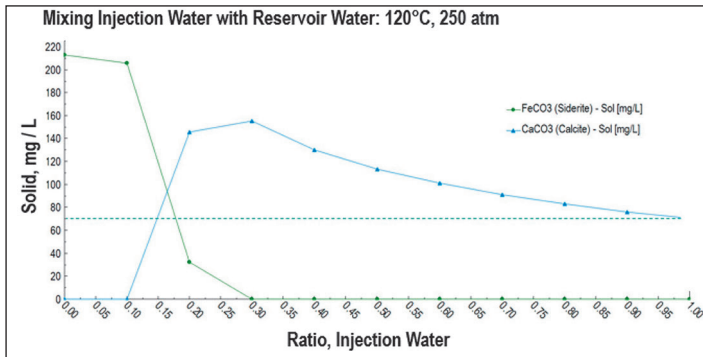


Рисунок 17 – Чувствительность отношения воды нагнетания (А-59) к пластовой воде (А-57)

Схема 30% закачка (А-59) + 70% пласт (А-57) продемонстрирована на рисунке 18.

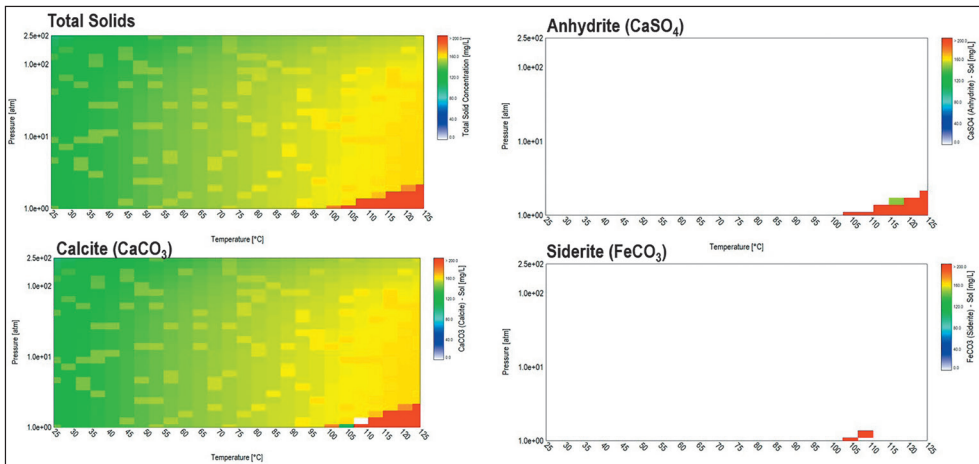


Рисунок 18 – 30% закачка (А-59) + 70% пласт (А-57)

Схема 50% закачка (А-59) + 50% пласт (А-57) отображена на рисунке 19.

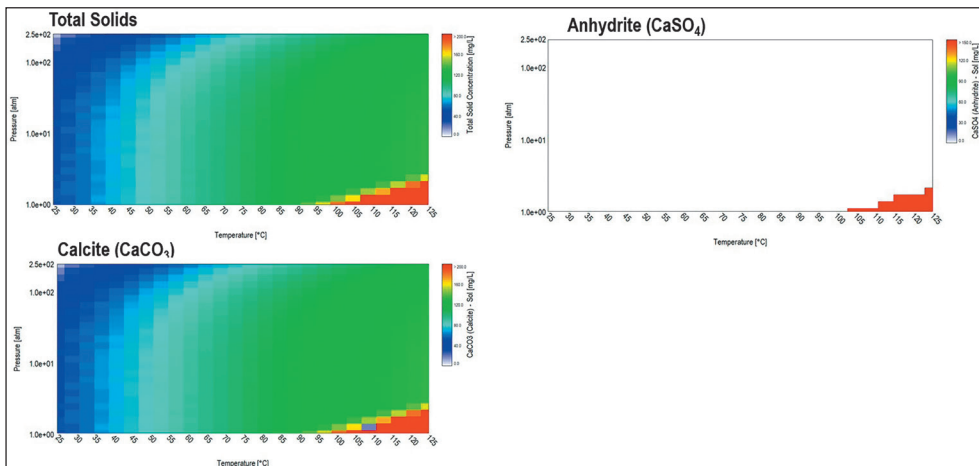


Рисунок 19 – 50% закачка (А-59) + 50% пласт (А-57)

Схема 70% закачка (А-59) + 30% пласт (А-57) продемонстрирована на *рисунке 20*.

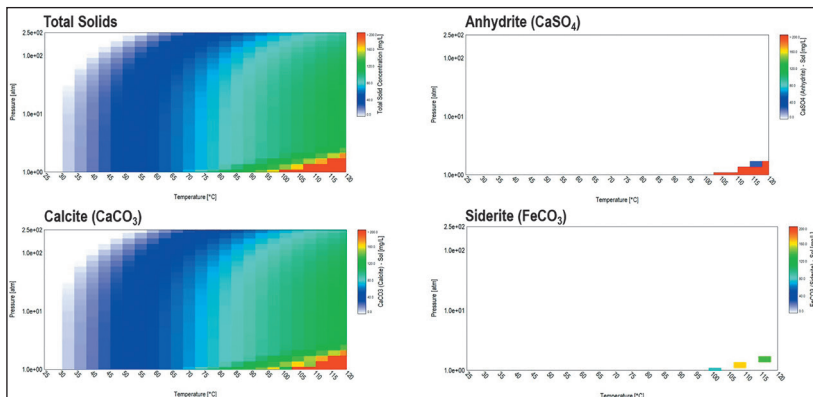


Рисунок 20 – 70% закачка (А-59) + 30% пласт (А-57)

Схема 50 % воды для гидроразрыва (А-411) + 50 % пласт (А-57) отображена на *рисунке 21*.

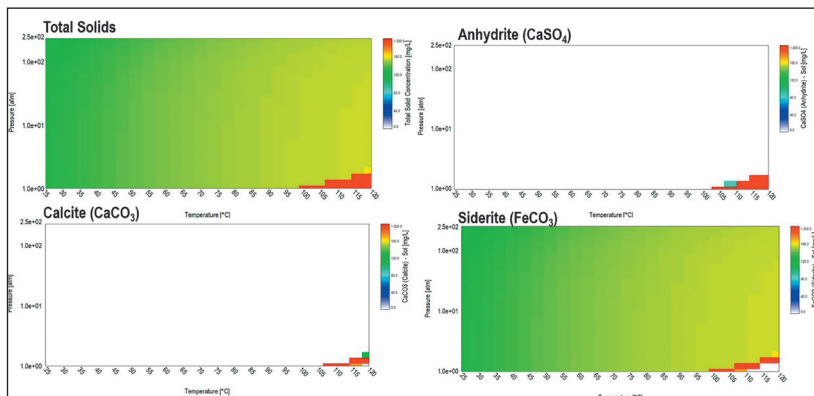


Рисунок 21 – 50 % воды для гидроразрыва (А-411) + 50 % пласт (А-57)

Схема 20 % воды для гидроразрыва (А-411) + 40 % пласт (А-57) + 40 % закачки (А-59) указана на *рисунке 22*.

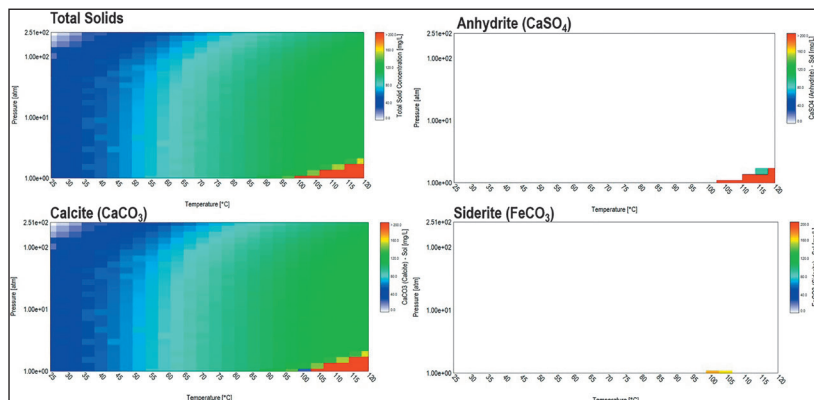


Рисунок 22 – 20 % воды для гидроразрыва (А-411) + 40 % пласт (А-57) + 40 % закачки (А-59)

Анализ предварительного нагрева воды как метода борьбы с солеобразованием. При предварительном подогреве нагнетательной воды (скважина А-59) до 90 °С с последующим отделением твердых частиц (133 мг/л) для смеси 50 % – 50 % нагнетательной воды (А-59) прогнозируется следующая склонность к образованию отложений и вода пластовая (А-57) для 120 °С, 250 атм. (рисунок 23).

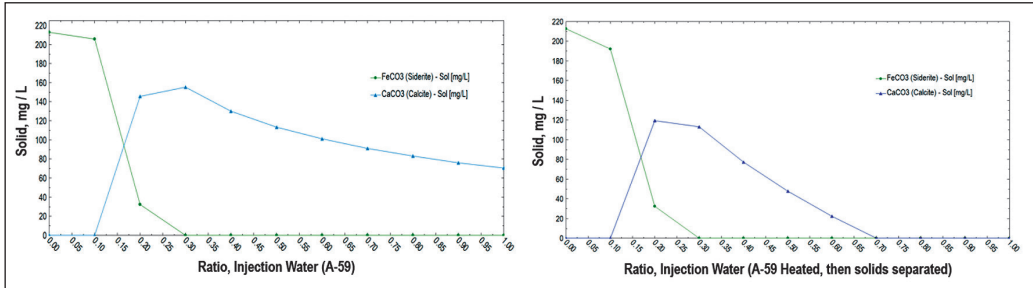


Рисунок 23 – Предварительный подогрев нагнетательной воды (скважина А-59) до 90 °С с последующим отделением твердых частиц (133 мг/л) для смеси 50 % – 50 % нагнетательной воды (А-59)

Следующее изменение в термобарических диаграммах ожидается после предварительного нагрева смеси 50 % – 50 % инъекционной воды (А-59) и пластовой воды (А-57) анализ изменения рН воды как метод борьбы с накипью (рисунок 24).

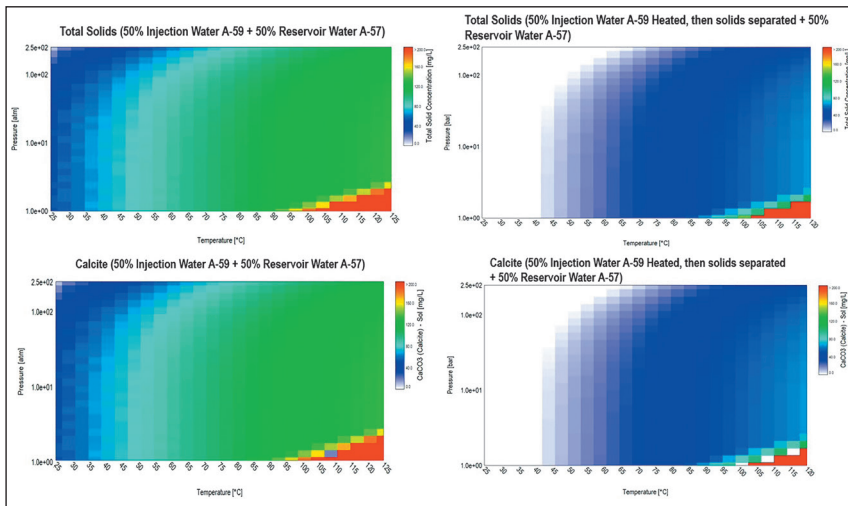


Рисунок 24 – Термобарические диаграммы

Если нагнетательную воду (скважина А-59) предварительно подвергнуть повышению рН с последующим отделением твердой фазы, то для смеси 50 % – 50 % нагнетательной воды (А-59) и пластовой воды (А-57) прогнозируется следующая тенденция образования отложений для 120°С, 250 атм, отображенная на рисунке 25.

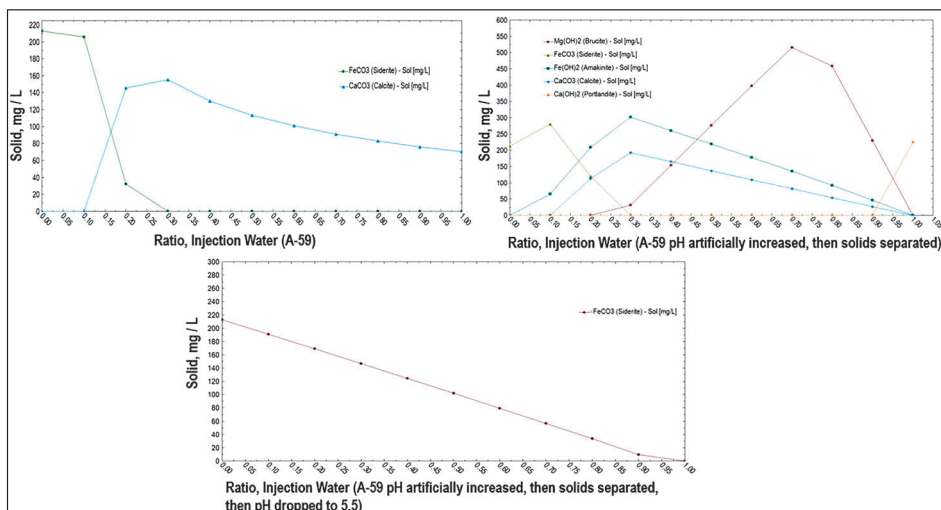


Рисунок 25 – Тенденция образования отложений для 120°C, 250 атм

Анализ изменения источника нагнетаемой воды как метод борьбы с отложениями. Если нагнетательную воду (скважина А-59) заменить на воду с меньшей концентрацией ионов, сравнение этих двух сценариев показан на *рисунке 26*.

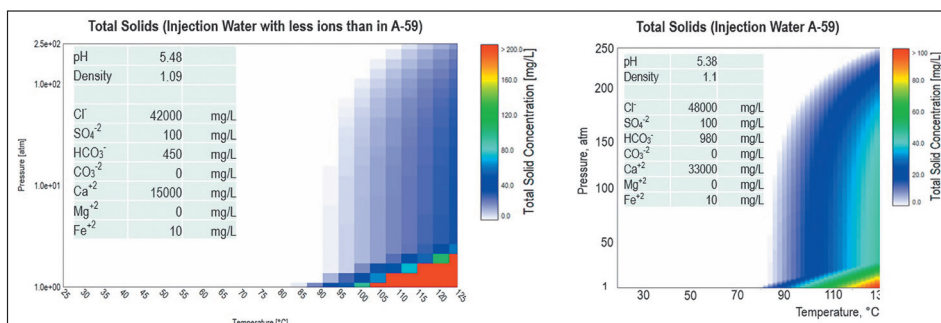


Рисунок 26 – Сравнение двух сценариев нагнетательной воды с водой с меньшей концентрацией ионов

Если инъекционную воду с меньшим содержанием ионов смешать на 50 % – 50 % с пластовой водой (А-57), то для 120 °С, 250 атм ожидается следующий график (*рисунке 27*).

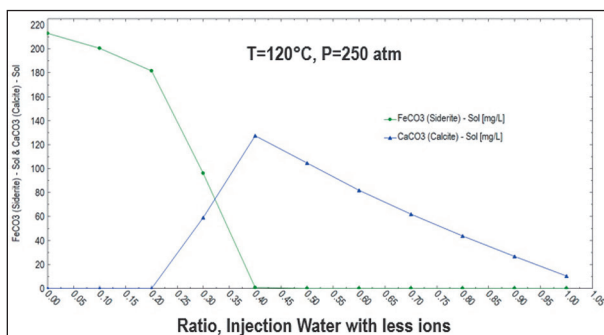


Рисунок 27 – График, отражающий смешение инъекционной воды с меньшим содержанием ионов на 50 % – 50 % с пластовой водой (А-57), для 120 °С, 250 атм

Следующее изменение в термобарических диаграммах ожидается, если вода из скважины А-59 будет заменена на нагнетательную воду с меньшим содержанием ионов в смеси 50 % – 50 % с пластовой водой (А-57) (рисунки 28).

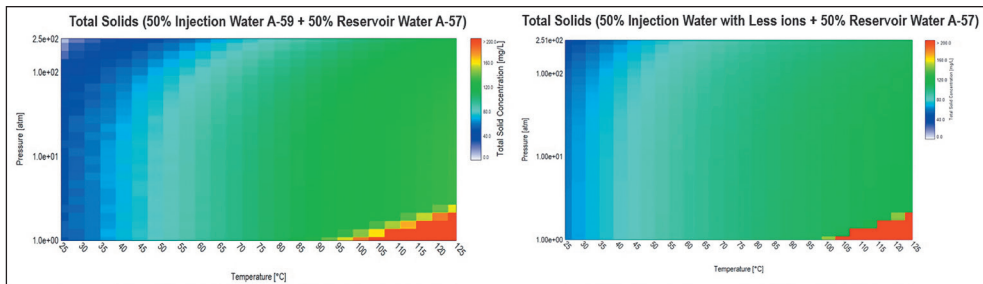


Рисунок 28 – Термобарические диаграммы, отражающие сценарий замены воды из скв. А-59 на нагнетательную воду с меньшим содержанием ионов в смеси 50 % – 50 % с пластовой водой (А-57)

Применение результатов к полевым условиям. Для перевода результатов исследования масштаба в реальные условия нагнетательной скважины был использован симулятор Kinetix Matrix – подключаемый модуль Techlog последнего поколения симуляторов обработки ствола скважины, моделирующий реакцию более 100 кислот, хелатирующих агентов, рассолов, растворителей и других жидкостей с горными породами различной литологии; для проведения работ по очистке от накипи, обработки водоотвода, химического контроля пескопроявления и т. д. Для карбонатных пород он способен рассчитать режим образования червоточин на основе передовых теорий [11,12]. Существует экспериментально подтвержденная модель червоточин для самоотклоняющихся и обычных кислот в карбонатных породах в условиях радиального потока [13]. Для пород песчаника он способен рассчитать всю сложность взаимодействия глины, силикатов и других минералов с кислотами, учитывая первичные, вторичные и третичные реакции.

Для анализа потенциального повреждения проницаемости от солеотложений выбран типичный период закачки воды, ограниченный максимальным объемом сцены усовершенствованного симулятора Kinetix Matrix, позволяет рассчитать объем закачки 1800 м³ жидкости.

Движение фронта жидкости. 1800 м³ жидкости можно распределить за 15 дней закачки с расходом 120 м³/сут. В таблице 3 показана типичная нагнетательная скважина с более низкой проницаемостью на месторождении [14].

Таблица 3 – Данные типичной нагнетательной скважины с более низкой проницаемостью на месторождении

Зона	Проницаемость, mD	Пористость, %	Давления, kPa	Кровля TVD, m	Толщина, m
Глина	0.5	5	110000	3015	9
Коллектор	4	9	100000	3024	17
Глина	0.5	5	110000	3041	9

При выполнении графика 15-дневной закачки со скоростью 120 м³/сутки в модель пласта, показанной в таблице выше, можно ожидать следующего графика проникновения (рисунки 29).

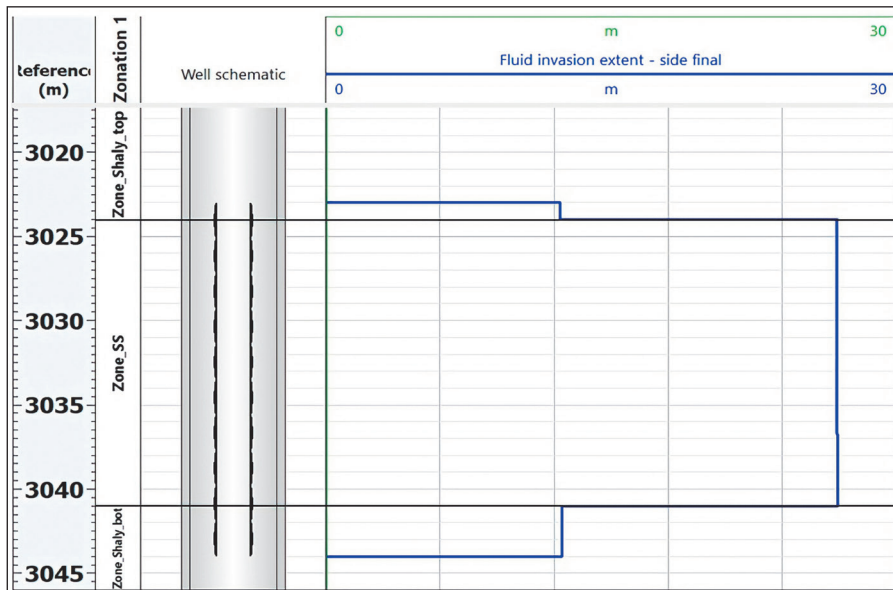


Рисунок 29 – График проникновения флюида в пласт при выполнении графика 15-дневной закачки со скоростью 120 м³/сутки

Те же 1800 м³ жидкости можно распределить за 9 дней закачки с расходом 200 м³/сут в более проницаемый пласт. В таблице 4 показаны типичные нагнетательные скважины с более высокой проницаемостью для месторождения.

Таблица 4 – Данные типичных нагнетательных скважин с более высокой проницаемостью для месторождения

Зона	Проницаемость, mD	Пористость, %	Давление, kPa	Кровля TVD, m	Толщина, m
Глина	0.5	5	110000	3015	10
Коллектор	10	11	100000	3025	7
Глина	0.5	5	110000	3032	10

При выполнении графика 9-дневной закачки со скоростью 200 м³/сутки в модель пласта, показанной в таблице выше, можно ожидать следующего графика проникновения флюида в пласт (рисунки 30).

В нагнетательной скважине с меньшей проницаемостью после 15 суток закачки дебитом 120 м³/сут возможно образование железистого карбоната в радиусе 28–30 м от ствола скважины (где отношение закачиваемой воды к пласту меньше), а наиболее выраженное отложение карбоната кальция ожидается на расстоянии 20–25 м от ствола скважины.

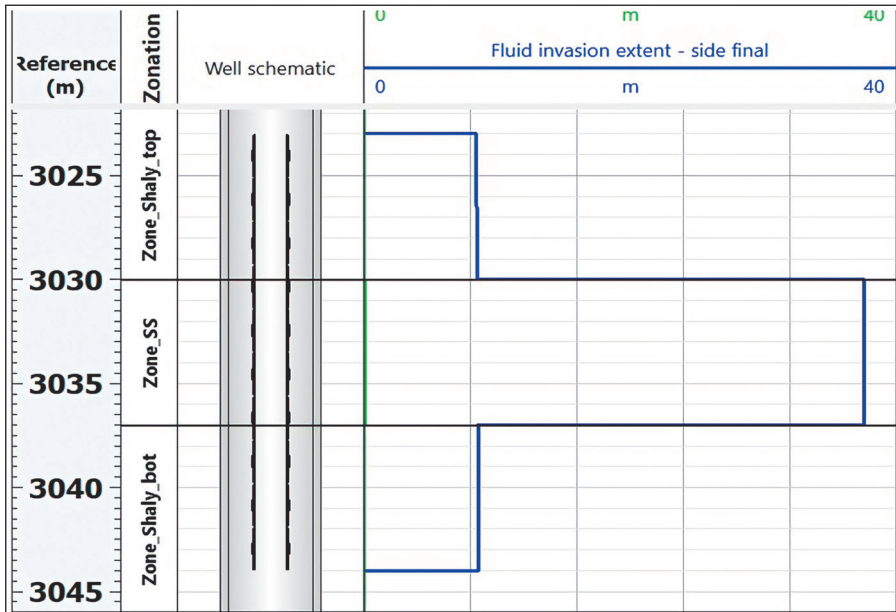


Рисунок 30 – График проникновения флюида в пласт при выполнении графика 9-дневной закачки со скоростью 200 м³/сутки

Количественный анализ эффекта отложений при закачке. Из графика (рисунок 31), который описывает область, расположенную ближе к стволу скважины, максимальное количество отложений ожидается в диапазоне от 70 до 120 мг/л (пунктирный кружок на графике ниже). Такое же количество отложений может образоваться при падении пластового давления на 100 – 120 атм.

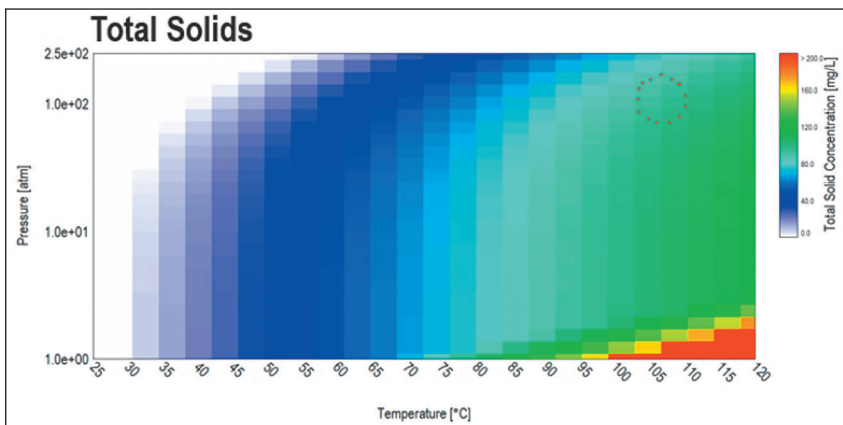


Рисунок 31 – График общего содержания частиц

Выше указанная концентрация отложений, умноженная на месячный объем закачиваемой воды 3600 м³, дает от 250 до 430 кг потенциальных отложений, распределенных по всему поровому объему, проникшему при закачке заданных 3600 м³.

Для имитации этого объема потенциальной накипи была создана цифровая модель нагнетаемой воды, в раствор которой вводились соли CaCl₂, NaCl, KCl. На

10 м³ раствора в сумме выходило около 1000 кг солей. Затем была смоделирована закачка этого раствора на модели типичной нагнетательной скважины месторождения с более низкой проницаемостью (см. таблицу выше). Схема закачки предполагала закачку длительной стадии предварительной промывки пресной водой в течение 600 мин, затем закачку 10 м³ раствора солей, а затем стадию промывки обычной водой, все ступени откачивали с расходом 120 м³/сут.

Увеличение скин-фактора скважины с 1 до 4 при перекачке жидкости с масштабным потенциалом до 420 кг. Увеличение скин-фактора эквивалентно падению проницаемости с 4 мД до 2,8 мД (рисунки 32).

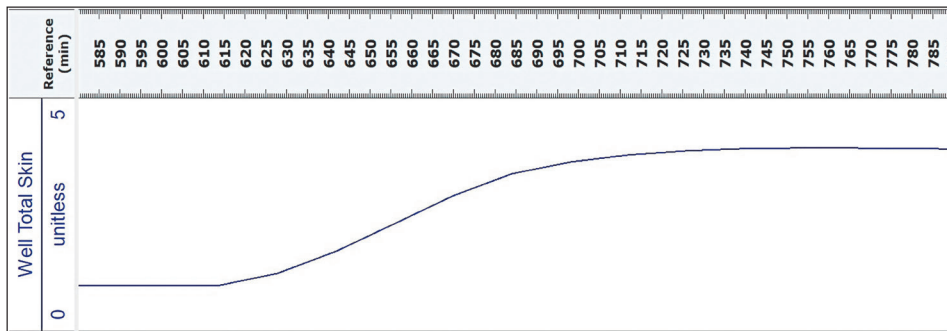


Рисунок 32 – Увеличение скин-фактора скважины с 1 до 4 при перекачке жидкости с масштабным потенциалом до 420 кг

Когда в моделирование введено ингибирование образования отложений путем уменьшения содержания склонных к образованию отложений ионов, скин-фактор увеличивается только с 1 до 1,05: это эквивалентно снижению проницаемости только с 4 мД до 3,96 мД (рисунки 33).

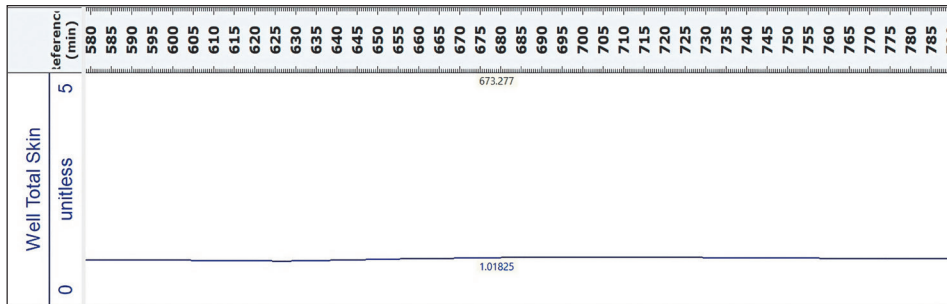


Рисунок 33 – Увеличение скин-фактора с 1 до 1,05 при ингибировании образования отложений путем уменьшения содержания склонных к образованию отложений ионов

Количественный анализ эффекта солеобразования при производстве. Если рассматривать условия работы ЭЦН, когда давление может быть от 20 до 30 атм, а температура повышается до 130 град С, то степень солеотложения может достигать 20 мг/л пластовой воды. При допущении 15 м³ пластовой воды в сутки ожидаемый потенциал образования отложений может достигать 300 г отложений в сутки, распределенных по всему пути жидкости, где жидкость испытывает перепад давления: в прискважинной зоне пласта, в самом стволе скважины, внутри насос, а внутри восходящий поток жидкости.

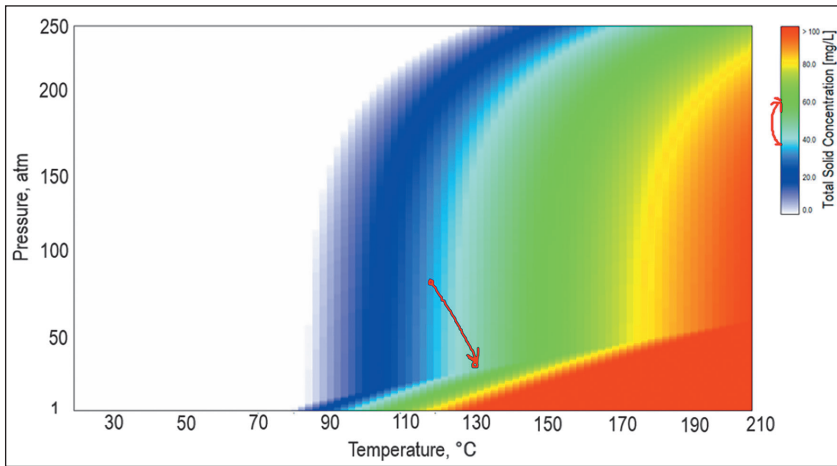


Рисунок 34 – Термобарическая диаграмма, отражающая сценарий работы ЭЦН, когда давление может быть от 20 до 30 атм, а температура повышается до 130 град С, то степень солеотложения может достигать 20 мг/л пластовой пластовой воды

Стратегия подавления образования накипи. Учитывая значительное количество отложений, которые могут образовываться при закачке и добыче, рекомендуется использовать отжимные устройства. На графике ниже (рисунок 35) показано сравнение двух возможных решений: стандартного ингибитора DTPMP (диэтилентриамин пента [метиленфосфоновая кислота]) и более надежного ингибитора L076, предназначенного для продления срока службы насосов ЭЦН и увеличения времени между вмешательствами. Пунктирные линии — минимальная эффективная концентрация ингибитора, необходимая для его работы. Время достижения минимальной эффективной концентрации можно увеличить в 2-2,5 раза за счет подбора соответствующего ингибитора [15].

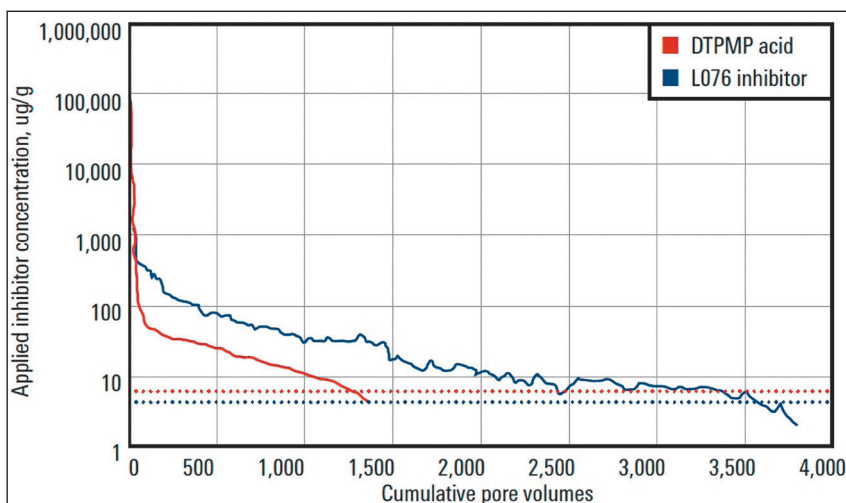


Рисунок 35 – График, отображающий минимальную эффективную концентрацию ингибитора [16]

Температурный диапазон ингибитора, показанный на графике, составляет от 24 до 190 °С. Ингибитор будет эффективен, когда забойные насосы нагреваются выше 190 °С, так как работает как адсорбированное вещество внутри источника образования накипи – самого пласта, где температура не будет превышать вышеуказанного диапазона.

Введение ингибитора в резервуар может осуществляться следующими способами:

- Отдельная закачка ингибитора, когда скважина остановлена, а раствор ингибитора закачивается через забой, на нормальных расходах. Объем выдавливания накипи может варьироваться и зависит от желаемого радиуса проникновения и концентрации ингибитора.

- Ингибитор добавлен в воду для гидроразрыва. при наличии температуры (> 175 градусов по Фаренгейту) или Ca_{2+} (< 1500 частей на миллион) совместимый с жидкостью для гидроразрыва ингибитор осаждается в виде глазури и «пластин» на резервуаре и/или проппантной набивке, которая нерастворима в нефти и газе и умеренно растворима в подтоварной воде. По мере того, как вода течет в трещину и проходит через нее, «покрытый» полимер медленно растворяется в воде, тормозит процесс кристаллизации накипи, отравляя места отложения кристаллов. Это подходящее и экономичное решение, поскольку ингибитор может хелатировать ионы Ca и Mg, содержащиеся в воде гидроразрыва. При этом ингибитор будет проникать в стенку трещины ГРП с утечкой и может быть добавлен в нагнетаемую испытательную жидкость или в основной сшитый гель при условии, что гель сшит боратом.

Выводы по масштабированию, связанные с ГРП:

- При температурах и давлениях, ожидаемых в процессе ГРП (от закачки до очистки), максимальная концентрация потенциальных отложений не должна превышать 20 мг/л.

- Введение воды гидроразрыва в пластовые воды или в пласты нагнетательных+пластовых вод не приводит к увеличению склонности к образованию солеотложений.

Выводы по долгосрочному масштабированию, связанному с закачкой:

- Для пластовой температуры 115 °С данная закачиваемая вода может быть источником образования накипи при снижении пластового давления ниже 220 атм. Существуют три области солеобразования: быстрое увеличение от 0 мг/л до 20 мг/л в диапазоне 220 – 190 атм, затем медленное масштабирование от 20 до 40 мг/л в диапазоне 190 – 30 атм, затем очень быстрое масштабирование ниже 30 атм.

- При температурах ниже 80 °С не ожидается образования накипи в инъекционной воде при любом давлении.

- Во время закачки, когда закачиваемая вода смешивается с пластовой водой, наибольшая склонность к образованию отложений карбоната кальция наблюдается на среднем расстоянии от ствола скважины (где отношение закачиваемой воды к пластовой воде находится в диапазоне от 20 до 40%). На большом расстоянии, где процент закачиваемой воды очень низок, образование накипи карбоната кальция маловероятно. На призабойной дистанции склонность к накоплению карбоната кальция в 2 раза ниже, чем на средней дистанции.

- При закачке, когда закачиваемая вода смешивается с пластовой водой, наибольшая склонность к образованию отложений карбонатов железа наблюдается на большом

расстоянии от ствола скважины (где отношение закачиваемой воды к пластовой воде составляет менее 20%). На средней и ближней дистанциях карбонат железа не образуется.


Рекомендации по методам борьбы с накипью:

- Предварительный подогрев закачиваемой воды с последующим удалением выпавшей накипи может снизить склонность к образованию солеотложений. В прискважинной зоне (отношение закачиваемой воды к пластовой воде = 0,7 – 1) риск образования солеотложений может быть даже устранен, а на средней дистанции (отношение закачиваемой воды к пластовой воде = 0,15 – 0,35) активность солеотложения может снижаться только на 20 – 30%.

- Повышение pH с последующим удалением осажденной накипи имеет несколько сходный эффект с температурными методами для карбоната кальция. В прискважинной зоне (отношение закачиваемой воды к пластовой воде = 0,95 – 1) риск солеотложения может быть устранен даже для карбоната кальция, но на средней дистанции (отношение закачиваемой воды к пластовой воде = 0,15 – 0,35) для карбоната кальция не изменяется. Наибольший риск при таком подходе связан со значительным накоплением $Mg(OH)_2$ в прискважинной зоне и возрастающей тенденцией к образованию отложений карбонатов железа в дальней зоне. Дальнейшее снижение pH до 5 – 5,5 может положительно сказаться на склонности к образованию накипи, однако без полного устранения проблемы.

- Замена источника воды на источник с в два раза меньшим содержанием кальция и на 20% меньшим содержанием хлора лишь смягчает не более 20 – 30% объема накипи для определенного диапазона Р-Т.

- Наиболее эффективной стратегией борьбы с отложениями будет либо использование воды со значительно меньшей концентрацией ионов (близкой к воде для гидроразрыва пласта), либо использование периодических обработок ингибиторами образования отложений.

- В случае выбора обработки для подавления образования накипи необходимо смоделировать тип ингибитора образования накипи, концентрацию и частоту обработки. Обработку ингибитором солеотложений можно проводить как отдельно, так и как часть работ по гидроразрыву пласта. Сохранение ингибитора солеотложений в пласте и медленная десорбция и растворение обеспечивают частичную защиту от образования солеотложений. Закачиваемая вода медленно растворяет осадок ингибитора, а следовое присутствие ингибитора в воде замедляет образование накипи. Ингибиторы образования отложений должны быть устойчивы к Fe^{3+} до 2000 частей на миллион в среде, богатой кальцием. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Paredes M.P., Bravo Marques Da Silva L., Del L., Egas R., Endara E. A., Escalona P. L., Maulidani O. A., Alexander S. Pineda, J., Estevez D. R., Juan T. ;, Guaman C., Carrion J. J., Freire C. J., Villamar F. A., & Petroecuador, E. P. SPE-205815-MS A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in ShushufindiAguarico Field // Publisher: Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2021. – P. 3
- 2 Paredes M. P., et al. A Novel Chemical Treatment and Well Completion Strategy to Prevent Scale and Production Losses in ShushufindiAguarico Field // Society of Petroleum

- Engineers (SPE)/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – 2021 Paper Number: SPE-205815-MS. - <https://doi.org/10.2118/205815-MS>.
- 3 Zhang D., Kang, Y., You L., & Li X. IPTC-19254-MS Investigation of Multi-Scale Approach for Damage Control in Ultra-Deep Tight Sandstone Gas Reservoirs Based on the Multi-Scale Formation Damage Mechanisms // Society of Petroleum Engineers (SPE) – 2019. – P. 3
 - 4 Jarrahan K., Sorbie K., Singleton M., Boak L., & Graham, A. Building a Fundamental Understanding of Scale-Inhibitor Retention in Carbonate Formations. SPE Production and Operations, 35(1), 85–97 // Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2020. – P. 4 - <https://doi.org/10.2118/193635-PA>
 - 5 Wang W., & Wei W. SPE-179897-MS Silica and Silicate Scale Formation and Control: Scale Modeling, Lab Testing, Scale Characterization, and Field Observation // Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – P. 2
 - 6 Heath S., Hughes B., & Ross G. SPE-179900-MS The Importance of Scale Inhibitor Analysis in Scale Management-A State of the Art Overview to Provide Cost Effective Scale Control from Simple to Complex Production Scenarios // Publisher: Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2016. – P. 3
 - 7 Schmitt G. et al. Fundamental aspects of CO2 metal loss corrosion – part II: influence of different parameters on CO2 corrosion mechanisms// NACE - International Corrosion Conference Series. – 2015. – P. 3
 - 8 Zhang D., Kang Y., You L., & Li X. IPTC-19254-MS Investigation of Multi-Scale Approach for Damage Control in Ultra-Deep Tight Sandstone Gas Reservoirs Based on the Multi-Scale Formation Damage Mechanisms // Society of Petroleum Engineers. – 2019. – P. 3
 - 9 Crowe C., McConnell, S., Hinkel J., Chapman K., & Schlumberger Inc, D. SPE 27996 Scale Inhibition in Wellbores // Society of Petroleum Engineers. – 1994. – P. 3
 - 10 Jordan M. M. SPE-190713-MS Management of Scale Control in Produced Water Reinjection-The Near Wellbore Scale Challenge Overcome // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – P. 3
 - 11 Tardy P. M. J., Lecerf B., Christanti Y. An Experimentally Validated Wormhole Model for Self-Diverting and Conventional Acids in Carbonate Rocks Under Radial Flow Conditions // European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands. -2007. – P. 5 <https://doi.org/10.2118/107854-MS>.
 - 12 Chen P., Rawlins, S., Hagen T., Huijgen M., Yue D. Z., Hamam M., Hajj, H. el, & Al-Ghamdi, Developing a Polymer Scale Inhibitor for a Combined Fracture and Inhibitor Squeeze Treatment for High-Temperature Reservoirs// Publisher: Society of Petroleum Engineers. – 2019. – T. 2. – P. 2.
 - 13 Smith P.S., Cowie L.G., Bourne H.M., Grainger M., Heath S.M., Field Experiences with a Combined Acid Stimulation and Scale Inhibition Treatment, Publisher: Society of Petroleum Engineers (SPE)// International Symposium on Oilfield Scale. – 2001, Paper Number: SPE-68312-MS. - doi: 10.2118/68312-MS. – p.3
 - 14 Nagar A., Verma N., Shrivastava P., Kumar Nekkanti S., Bohra, A., &Vermani, S. SPE-199812-MS Effective Wellbore Cleanup and Improvement of Injection Performance and Conformance Using Coil Tubing Conveyed Tool for Waveform Dominated Fluid Dispersion and Pin-Point Chemical Placement During Well Stimulation// Publisher: Society of Petroleum Engineers (SPE). – 2020. – P. 4
 - 15 Shady M., Okafor C., Pazzi J., Thomas O., Sule A., Moge Ali A., Hamdane T., Hachelaf H., Allal A., Collela L., Latronico R., &Marfella, F. SPE-183742-MS Reviving a Fractured Water Injection Well: The First Use of Clay Acid Stimulation in a Major Oil Field in Algeria // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – P. 4
 - 16 Crowe C., McConnell, S., Hinkel J., Chapman K., & Schlumberger Inc, D. SPE 27996 Scale Inhibition in Wellbores // Society of Petroleum Engineers (SPE) – 1994. – P. 3