

СТАТЬЯ

УДК 556.31/.08:553.98(571.1)

DOI 10.17513/use.38217

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ СОВМЕСТИМОСТИ
ПЛАСТОВЫХ И ЗАКАЧИВАЕМЫХ ВОД
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**^{1,2}Сальникова Ю.И.¹ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, Тюмень;²Западно-Сибирский филиал Института геологии нефти и газа СО РАН, Тюмень,
e-mail: salnikovaji@tyuiu.ru

В статье представлены результаты исследования возможности выпадения осадка при смешивании пластовой и закачиваемой воды на примере нефтяных месторождений Западной Сибири, разрабатываемых с применением системы поддержания пластового давления. Лабораторные исследования выполнялись на базе отобранных проб воды из нефтепродуктивного интервала (неоком) и минерализованной воды апт-альб-сеноманского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна при комнатной и заданной пластовой температуре. Выпадение карбонатного осадкообразования в лабораторных условиях не наблюдалось, при смешении вод физико-химические процессы не будут оказывать существенного влияния на фильтрационные свойства пласта-коллектора. Выполнена оценка стабильности смешиваемых вод относительно формирования неорганических отложений (карбоната кальция) по методикам Стиффа-Девиса, Дебая-Гюккеля и по методике, утвержденной отраслевым стандартом с использованием программы «РОСА». Термодинамические расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их смесей показали, что смешиваемые воды по степени насыщения находятся в пределах близких значений. Это свидетельствует о равновесном состоянии системы, соответствующей среднеагрессивной среде, не образующей осадок карбоната кальция. Прогноз осадкообразования кальцита по регламентированной методике отраслевого стандарта в смешиваемых водах неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов предполагает незначительно количество осадка кальцита. По результатам расчетов и лабораторных исследований совместимости смешиваемых вод можно судить о сходимости полученных данных.

Ключевые слова: Западно-Сибирский мегабассейн, пластовые воды, попутные воды, система поддержания пластового давления, геохимическая совместимость вод, осадок карбоната кальция

Экспериментальные и аналитические работы по изучению химического состава пластовых вод выполнены при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ №FWZZ-2022-0015 в рамках НИР СО РАН.

**RESULTS OF STUDIES ON THE COMPATIBILITY
OF FORMATION AND INJECTED WATER
IN HYDROCARBON FIELDS IN WESTERN SIBERIA**^{1,2}Salnikova Yu.I.¹Industrial University of Tyumen, Tyumen;²Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuk, Siberian Branch of the RAS,
West Siberian Branch, Tyumen, e-mail: salnikovaji@tyuiu.ru

The article presents the results of a study of the possibility of sedimentation when mixing formation and injected water using the example of oil fields in Western Siberia, developed using a reservoir pressure maintenance system. Laboratory studies were carried out on the basis of selected water samples from the oil-producing interval (Neocomian) and mineralized water of the Aptian-Albian-Cenomanian complex of the West Siberian megabasin at room and specified reservoir temperatures. Carbonate sedimentation was not observed in laboratory conditions; when water is mixed, physical and chemical processes will not have a significant impact on the filtration properties of the reservoir. The stability of mixed waters with respect to the formation of inorganic deposits (calcium carbonate) was assessed using the Stiff-Davies, Debye-Huckel methods and the method approved by the industry standard using the ROSA program. Thermodynamic calculations of carbonate equilibria for the studied waters and their mixtures showed that the mixed waters are within close values in terms of the degree of saturation. This indicates the equilibrium state of the system, corresponding to a moderately aggressive environment that does not form calcium carbonate precipitate. The forecast of calcite sedimentation using the regulated industry standard methodology in the mixed waters of the Neocomian and Aptian-Albian-Cenomanian complexes assumes a negligible amount of calcite sediment. Based on the results of calculations and laboratory studies of the compatibility of mixed waters, one can judge the convergence of the data obtained.

Keywords: West Siberian megabasin, formation waters, associated waters, reservoir pressure maintenance system, geochemical compatibility of waters, calcium carbonate sediment

Experimental and analytical work to study the chemical composition of formation waters was carried out with the financial support of the project of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. FWZZ-2022-0015 within the framework of research work of the SB RAS.

Разработка нефтяных месторождений на обширной территории Западной Сибири традиционно сопровождается изъятием из недр углеводородов вместе с попутно добываемыми водами, а также размещением этих вод в недра для интенсификации нефтедобычи и поддержания пластового давления (ППД) в залежах. При недостаточном объеме попутных вод для системы ППД довольно продолжительное время (более 55 лет) используются минерализованные воды аптальб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК) Западно-Сибирского мегабассейна, реже используются пресные воды олигоцен-четвертичного водоносного комплекса, ресурсы поверхностных водотоков и очистные хозяйственно-бытовые стоки.

Образующаяся в результате заводнения сложная система «закачиваемая вода – пластовая вода – углеводороды – горные породы» требует тщательного изучения состояния ее равновесия. Необходимость оценки геохимической совместимости пластовых и закачиваемых флюидов является одной из важнейших задач промысловой гидрогеологии, поскольку прогноз равновесия смешиваемых вод поможет предотвратить проблемы солеотложений на скважинном оборудовании, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов и, как следствие, снижения нефтеотдачи [1-4]. Безусловно, закачиваемые в пласт воды для нормирования их качества должны пройти соответствующую подготовку, что исключит (или уменьшит) негативное влияние на призабойную зону, отложение солей в пласте, коррозию оборудования, развитие бактериального загрязнения и другие осложнения.

Вопросами гидрогеологических исследований на месторождениях при выборе водистой зона для заводнения нефтяных залежей занимались В.В. Муляк, Ю.П. Гаттенбергер [5], А.В. Бриков [6]. Процессам, приводящим к гидрохимическим изменениям в продуктивных пластах во время заводнения, посвящены работы А.М. Никанорова [7], В.А. Ольховской [8] и др. Существующие методы прогнозирования солеобразования в скважинах и на нефтепромысловом оборудовании рассмотрены в работах В.Е. Кашавцева [9], О.П. Абрамовой, Л.А. Абуковой [10], Н.Н. Михайлова [11], В.Ю. Мастерковой [12] и др.

Достаточно широко проблема формирования карбонатных солей в пластовых условиях нефтяных месторождений, моделирование процессов осаждения и пути их решения освещены и зарубежными учеными [13-15].

Установлено, что отложение солей в пластах-коллекторах и на нефтепромысловом оборудовании при разработке месторождений Западной Сибири связано с изменением термодинамических условий пластовых флюидов, находящихся в состоянии насыщения по отношению к карбонатам коллектора, нестабильностью закачиваемых вод в пластовых условиях, смешением химически несовместимых вод [9].

На месторождениях Западной Сибири карбонатные солеотложения представлены, главным образом, в виде карбоната кальция. Растворимость карбоната кальция существенно зависит от термобарических условий. С повышением температуры и снижением давления растворимость снижается, и отложение карбоната кальция усиливается. Кроме того, растворимость карбонатных солей тесно связана с наличием в растворе двуокиси углерода (CO_2), который позволяет удерживать карбонат кальция в растворенном состоянии. Карбонаты, содержащиеся в горных породах осадочного чехла, активно растворяются в воде, содержащей CO_2 . При этом происходит обогащение воды ионами HCO_3^- , Ca^{2+} и Mg^{2+} . Этот процесс сопровождают реакции с осаждением, растворением и выщелачиванием карбоната кальция [5]. Поэтому на территории Западной Сибири при нагнетании в нефтеносные пласты агента заводнения и, как следствие, изменения термодинамических условий, прогноз возможного осадкообразования карбонатов остается актуальным.

Автором обобщены фондовые данные результатов многолетних исследований совместимости пластовых и закачиваемых флюидов методом термодинамического моделирования, выполненных в пределах Западно-Сибирского мегабассейна в рамках отчетов по оценке запасов подземных вод с целью их использования в системах поддержания пластового давления. Согласно обобщенным данным [2], наиболее часто встречаемый вариант в анализируемых данных – это отсутствие осадка кальция в смешиваемых флюидах. Максимальные концентрации карбоната кальция (в том числе отсутствие осадка), возможные в результате смешения закачиваемых вод с водами продуктивных отложений неокома и юры, прогнозировались в 68% проведенных определений, при соотношении долей пластовой воды и агента заводнения 1:9, т.е. при условии практически полного замещения исходного пластового флюида. Таким образом, при моделировании солеот-

ложений важен исходный состав пластовых и закачиваемых вод, а интенсивность солеотложения проявляется при определенной степени разбавления пластовых вод.

Цель исследования – экспериментально выявить факт выпадения осадка при смешивании пластовых вод неокомского и апт-альб-сеноманского комплексов при заданной температуре, характерной для пластовых условий, что позволит воссоздать процесс заводнения продуктивных отложений неокома минерализованными водами апт-альб-сеноманского комплекса.

Материал и методы исследования

Геолого-гидрогеологические условия

Восточно-Янчинское месторождение расположено на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа-Югры Тюменской области.

Геологический разрез Восточно-Янчинского месторождения представлен мощной толщей песчано-глинистых образований мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегающих на метаморфизованных породах доюрского складчатого фундамента. В тектоническом плане месторождение приурочено к юго-восточному склону Северо-Нижневартовской моноклинали, граничащей с юга с Нижневартовским сводом, вблизи границы двух надпорядковых структур – Хантейского мегасвода и Надым-Тазовской синеклизы.

По нефтегеологическому районированию территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2010 г.) Восточно-Янчинское месторождение относится к Вартовскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области. Промышленно нефтеносными являются терригенные отложения мегионской свиты нижнемелового возраста (K_{1v} , пласт BB_{10}) и васюганской свиты верхнеюрского возраста (J_3 , пласт $ЮВ_1^1$).

Согласно гидрогеологическому районированию территории РФ (ВСЕГИНГЕО, 2008 г.) Восточно-Янчинское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна и находится в пределах Иртыш-Обского АБ стока (гидрогеологическая структура II порядка).

В вертикальном разрезе бассейна выделяют два гидрогеологических этажа, резко различающиеся по своим гидрохимическим и гидродинамическим особенностям,

условиям залегания, питания и разгрузки подземных вод. Региональным водоупором, изолирующим минерализованные воды нижнего этажа от пресных вод верхнего, служит мощная толща (в районе работ порядка 600 и более метров) кремнисто-глинистых пород турон-эоценового возраста. В настоящей статье рассматриваются подземные воды апт-альб-сеноманского и неокомского водоносных комплексов нижнего гидрогеологического этажа.

Воды ААС ВК хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину. Минерализация пластовых вод – 19,6 г/дм³. Величина водородного показателя (рН) – 8,0 (среда слабощелочная). Основные макрокомпоненты представлены ионами натрия+калия – 7016 мг/дм³, кальция – 371 мг/дм³, магния – 87 мг/дм³, хлора – 11964 мг/дм³, гидрокарбоната – 140 мг/дм³.

Формула солевого состава подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса имеет следующий вид:

$$M_{19,6} \frac{Cl_{199,3} HCO_3 0.7}{(Na + K) 92,2 Ca 5.6 Mg 2.2} pH_{8,0}. (1)$$

Пластовые воды неокомского хлоридно-кальциевого типа по В.А. Сулину. Величина водородного показателя – 6,9. Минерализации вод – 20,9 г/дм³. Содержание ионов натрия+калия составляет – 7110 мг/дм³, магния – 69 мг/дм³, хлора – 12851 мг/дм³, гидрокарбоната – 140 мг/дм³.

Формула солевого состава пластовых вод неокомского комплекса:

$$M_{20,9} \frac{Cl_{199,4} HCO_3 0.6}{(Na + K) 87,8 Ca 10.6 Mg 1.6} pH_{6,9}. (2)$$

Методика исследований совместимости пластовых и закачиваемых вод

Эксперимент выполнен на базе аккредитованной лаборатории физико-химических методов исследований ИНГГ СО РАН им. А.А. Трофимука (аттестат аккредитации № RA.RU.21AJ28).

Для лабораторных исследований в декабре 2023 г. были отобраны пробы попутной воды продуктивных отложений неокома и пластовой воды апт-альб-сеноманского комплекса на Восточно-Янчинском месторождении в объеме по 6 л. Из пробы неокомского комплекса отделить воду от нефти не удалось, ввиду отсутствия обводненности неокомской залежи на начальном этапе разработки Восточно-Янчинского месторождения.

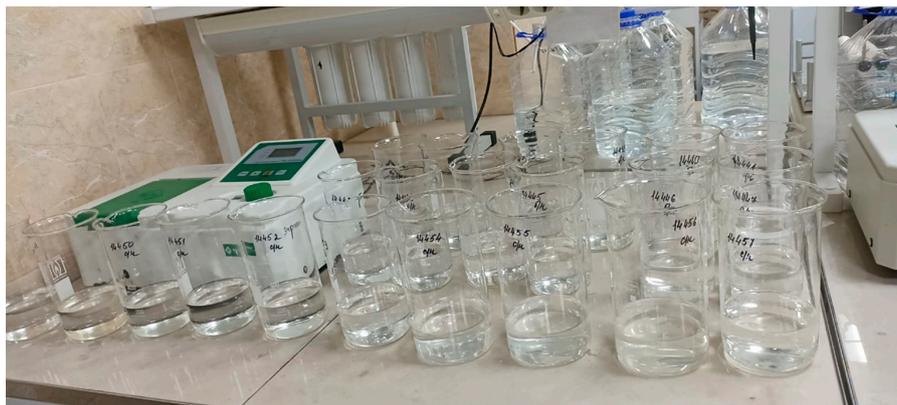


Рис. 1. Подготовленные смеси проб воды

Для эксперимента было принято решение использовать близкую по геохимическим характеристикам пробу воды неокомского комплекса с месторождения им. Малыка, в качестве месторождения-аналога.

Из исходных профильтрованных проб были подготовлены образцы объемом 400 мл каждая в соотношениях 0:10, 1:9, 2:8, 3:7, ..., 8:2, 9:1, 10:0 в двойном количестве для проведения смешения при комнатной температуре и при заданной пластовой температуре. Всего подготовлено 22 образца. Каждой смеси присваивался лабораторный номер и формировался протокол количественного химического анализа (КХА).

Смеси изготавливались из пар проб № 14436 (пластовая вода ААС ВК) и 14437 (пластовая вода неокомского ВК) для эксперимента без нагрева, № 14447 (пластовая вода ААС ВК) и 14448 (пластовая вода неокомского ВК) для эксперимента с нагревом (рис. 1).

Для первого эксперимента, выполненного при комнатной температуре, в смесях и исходных пробах определялось рН, плотность, содержание следующих ионов: натрия, кальций, магний, хлориды, сульфаты, карбонаты, гидрокарбонаты. Визуально фиксировалось выпадение осадка.

Для второго эксперимента полученные смеси и исходные пробы (всего 11) нагреты на водяной бане до заданной температуры (+85 °С), выдерживались в течение 30 мин, извлекались и доводились до комнатной температуры. В смесях также определялось рН, плотность, содержание следующих ионов: натрия, кальций, магний, хлориды, сульфаты, карбонаты, гидрокарбонаты. Визуально фиксировалось выпадение осадка. Образцы типа 0:10 и 10:0 это исходные пробы, но нагретые наряду с остальными смеся-

ми до указанной температуры с целью определения влияния нагрева на исходные пробы.

Содержание натрия, кальция, магния, сульфатов определялось методом ионной хроматографии. Содержание карбонатов, гидрокарбонатов и хлоридов определялось титриметрически. Определение рН выполнено потенциометрическим методом. Взвешанные вещества определялись в смесях гравиметрическим методом.

При интерпретации результатов исследований следует учитывать, что все испытания проводились при атмосферном давлении.

По данным лабораторных анализов исходных проб пластовой и закачиваемой воды в работе выполнена оценка химической совместимости закачиваемых вод с водами нефтепродуктивных отложений методом термодинамического моделирования физико-химических процессов в смешиваемых водах в соответствии с ОСТом 39-229-89 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» с использованием программы «РОСА», методом Стифа-Девиса и по методике Дебая-Гюккеля.

В основу методики в соответствии (по ОСТ 39-229-89) положена зависимость растворимости солей кальция и магния в многокомпонентных смесях от температуры, давления и газонасыщенности вод. Относительная погрешность метода – 15%. Исходный состав пластовых и закачиваемых вод, в которых преобладает один или два вида солей, определяет состав солеотложений, а степень разбавленности пластовых вод может влиять на интенсивность солеотложения. Согласно ОСТу 39-225-88, воды, смешиваемые в пластовых условиях (с учетом коллекторских свойств), считают-

ся совместимыми, если количество осадка не превышает установленных значений.

Метод Стиффа-Девиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического рН с расчетным значением рН_с при насыщении данной воды карбонатом кальция [9].

В статье также использована методика Дебая-Гюккеля, применяемая при прогнозировании выпадения карбоната кальция на участках обводнения залежей нефти, основанная на теории ионного строения раствора.

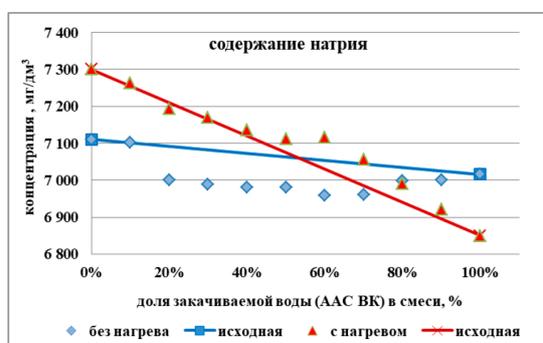
Насыщенность вод карбонатом кальция определялась путем вычисления индекса неравновесности с CaCO₃ по реакции:



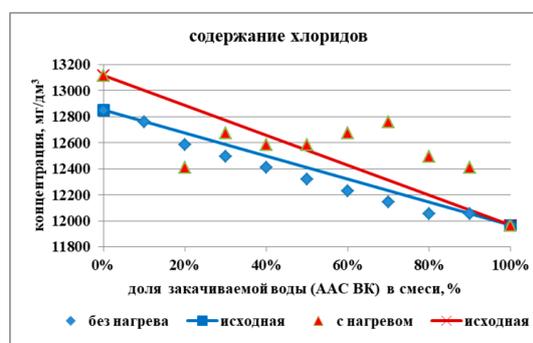
Индекс неравновесности уменьшается, стремясь к нулю, по мере насыщения воды карбонатом кальция. Индекс неравновесности принимает отрицательные значения при пресыщении вод. А при его нулевом значении система находится в равновесном состоянии.

Результаты исследования и их обсуждение

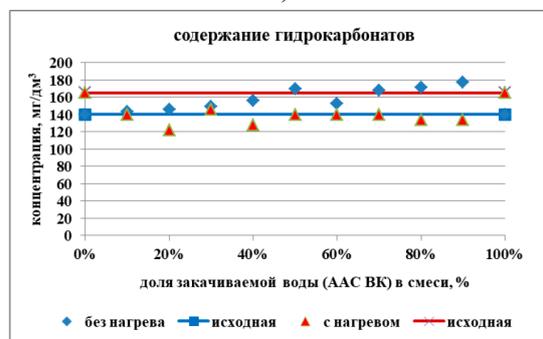
По результатам сопутствующих лабораторных измерений для опытов без нагревания и с нагреванием исходных проб и их смесей построены графики зависимости определяемых показателей от доли закачиваемой воды в смесях (рис. 2).



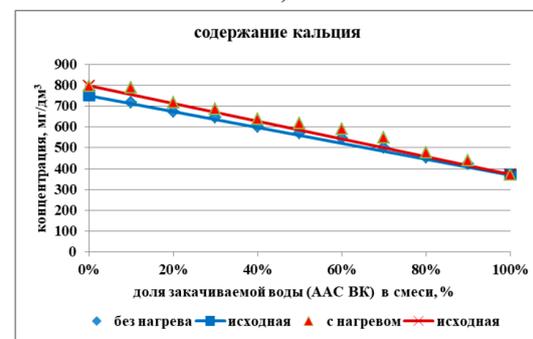
1)



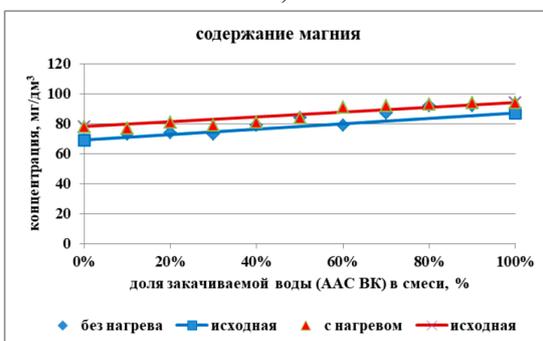
2)



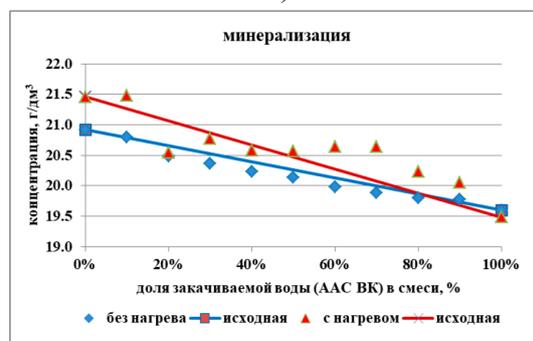
3)



4)



5)



6)

Рис. 2. Графики зависимости определяемых показателей (1 – натрий, 2 – хлор, 3 – гидрокарбонат, 4 – кальций, 5 – кальций, 6 – минерализация) от доли закачиваемой воды в смесях

При визуальном осмотре смесей без нагревания (№№14436+14437) и после нагревания (№№14447+14448) выпадение осадка не наблюдалось. В исходных пробах, подвергшихся нагреванию, осадок также не наблюдался.

В целом, содержание основных макрокомпонентов, натрия, хлоридов, гидрокарбонатов, закономерно меняется в смесях согласно их содержаниям в исходных пробах (рис. 2). Все значения концентраций в смесях в основном удовлетворяют линейному тренду, построенному по значениям концентраций в исходных пробах. Нагревание исходных проб не влияет на содержание этих показателей (концентрации натрия, хлоридов и гидрокарбонатов в прогретых и не прогретых пробах одинаковы). Однако следует отметить некоторые отклонения от линии тренда концентраций хлоридов в смесях, подвергшихся нагреванию, что может быть объяснено методикой определения, дающей около 10% погрешности измерений. Концентрации гидрокарбонатов при нагревании также имеют небольшую

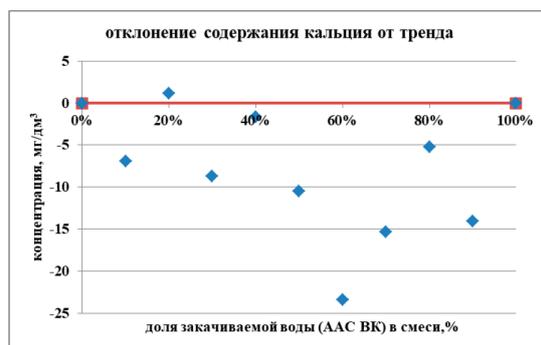
тенденцию к уменьшению относительно линии тренда. Однако все отклонения находятся в пределах погрешности измерения и носят случайный характер.

Незначительные колебания содержания магния в смесях (аналогичны в опытах с нагреванием и без) относительно линейного тренда обусловлены его низкими концентрациями, относительно высокой погрешностью измерения (20%) в этом диапазоне. Содержание кальция – отмечается отклонение (занижение) концентраций в смесях от их исходных значений. При добавлении в пластовую воду неокомского ВК воды ААС ВК содержание кальция снижается практически в два раза, независимо от температурных условий эксперимента.

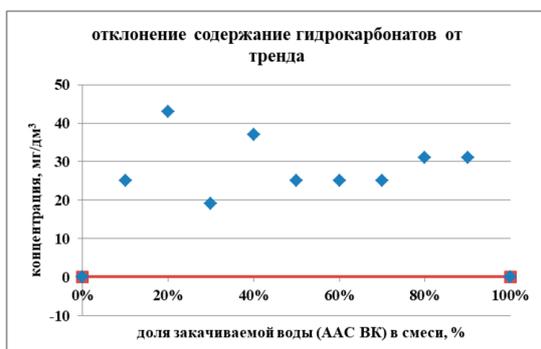
Характер снижения, вероятно, связан с содержанием гидрокарбонатов в пробах смешиваемых вод. При добавлении 10% апт-сеноманской воды содержание кальция падает и при дальнейшем разбавлении стремится к содержанию кальция в пробе закачиваемой воды.



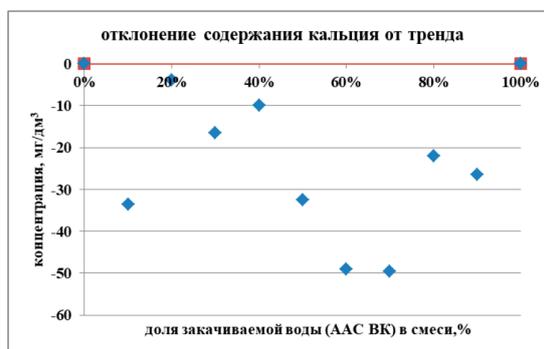
а)



б)



в)



г)

Рис. 3. Отклонения от линейного тренда содержания: а) гидрокарбонатов (без нагрева), б) кальция (без нагрева), в) гидрокарбонатов ($t=+85^{\circ}\text{C}$), г) кальция ($t=+85^{\circ}\text{C}$)

Связь отклонения содержания в смесях кальция с содержанием гидрокарбонатов будет очевидной, если рассмотреть более детально отклонение содержания гидрокарбонатов в смешанных пробах. Тренд построен по значениям концентраций в исходных непрогретых пробах. Разница между ним и лабораторно измеренным содержанием кальция и гидрокарбонатов в каждой точке смешения показана на рисунке 3 (а, б). Как видим, с увеличением доли пластовой воды в смеси наблюдается некоторая тенденция роста «недостатка» и кальция, и гидрокарбонатов. Таким образом, при смешении исходных проб, исходя из их концентраций, можно ожидать более высокое содержание кальция и гидрокарбонатов в смесях.

Известно, что все гидрокарбонаты в воде растворимы [9]. Гидрокарбонат кальция обуславливает временную жесткость воды. При нагревании раствора гидрокарбоната кальция он разлагается:



В исходной пластовой воде при нагревании выпадение осадка визуально не фиксировалось, соответственно не фиксируется лабораторным путем снижение содержания кальция и гидрокарбонатов. Вероятно, причиной этому является то, что эта вода уже была изначально нагретой до указанной температуры и содержание гидрокарбоната кальция является равновесным. В растворенном виде гидрокарбонаты удерживаются благодаря наличию свободной углекислоты. Для поддержания углекислотного равновесия в более соленой воде требуется меньшее количество свободной углекислоты.

Описанный эффект отчетливо виден в смесях проб с нагревом (рис. 3 (в, г)), где пластовые воды характеризуются высоким содержанием гидрокарбоната. Однако содержание кальция в смесях невелико, поэтому выпадение осадка незначительно.

На рисунке 4, построенном на данных основных макрокомпонентов в исследуемых водах и их смесях, прослеживается спрямление линий графиков, что подтверждает отсутствие образования осадка.

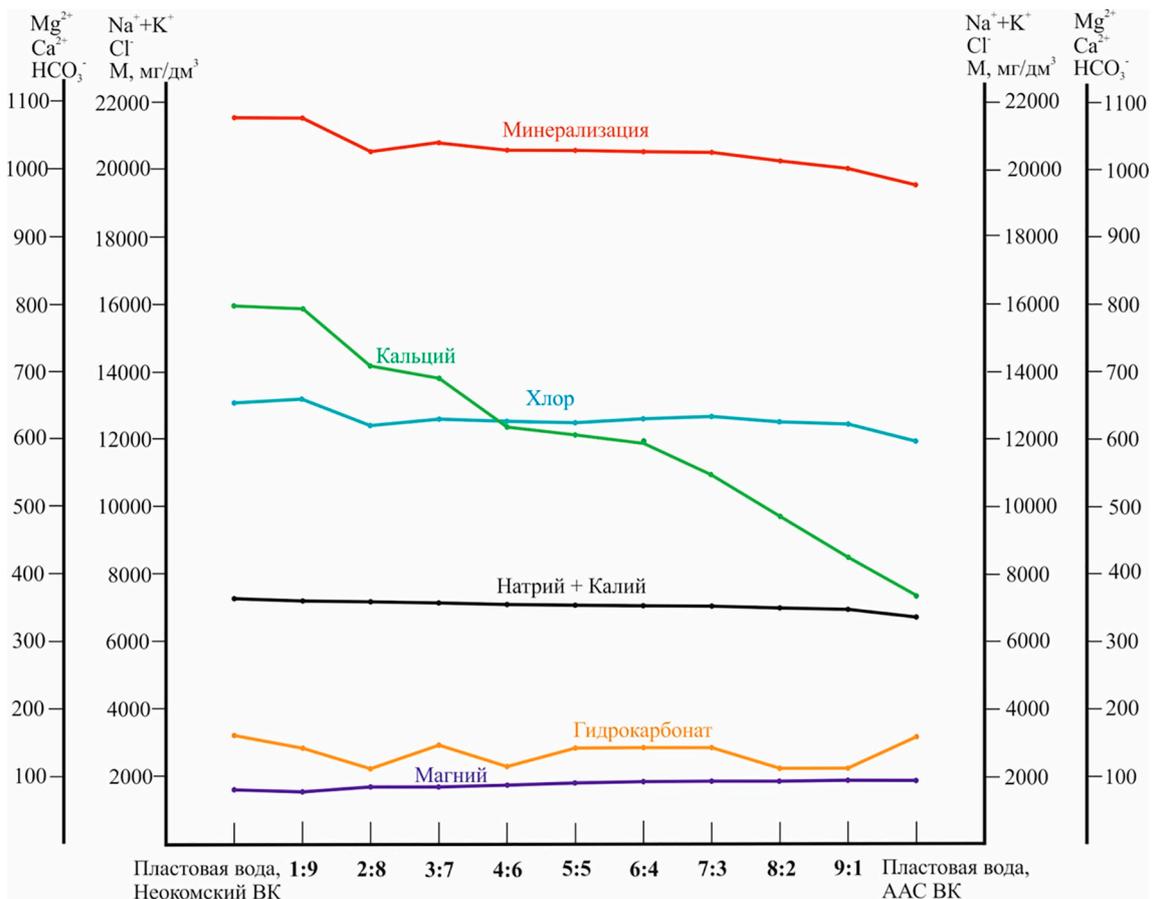


Рис. 4. Графики смешения пластовых вод неокомского и ант-альб-сеноманского водоносных комплексов при температуре +85°C

Таблица 1

Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Дебая-Гюккеля (при $t=+85^{\circ}\text{C}$)

Пропорция, % Наименование пробы	pH	Na ⁺ , мг/дм ³	Mg ²⁺ , мг/дм ³	Ca ²⁺ , мг/дм ³	HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	SO ₄ ²⁻ , мг/дм ³	CO ₃ ²⁻ , мг/дм ³	Cl ⁻ , мг/дм ³	Минерализация (расчет), г/дм ³	Индекс неравновесности
Пластовая вода	7.6	7300	78	797	165	<12,5	<2,0	13117	21.5	-1.81
9:1	7.8	7264	77	788	140	<12,5	<2,0	13205	21.5	-1.94
8:2	8.2	7193	81	716	122	<12,5	24	12408	20.5	-2.24
7:3	8.0	7170	79	686	146	<12,5	18	12673	20.8	-2.10
6:4	8.1	7135	81	637	128	<12,5	18	12585	20.6	-2.11
5:5	8.1	7112	84	617	140	<12,5	24	12585	20.6	-2.14
4:6	8.3	7115	91	591	140	<12,5	30	12673	20.6	-2.32
3:7	8.3	7056	92	549	140	<12,5	42	12762	20.6	-2.29
2:8	8.3	6991	93	479	134	<12,5	36	12496	20.2	-2.21
1:9	8.3	6920	94	441	134	<12,5	48	12408	20.0	-2.18
Закачиваемая вода	8.0	6850	94	372	165	<12,5	36	11964	19.5	-1.90

Таблица 2

Расчеты совместимости пластовых и закачиваемых вод по методу Стиффа-Девиса (при $t=+85^{\circ}\text{C}$)

Пропорция, % Наименование пробы	pH	Минерализация (расчет), г/дм ³	Ионная сила раствора	Константа	pCa	pЩ	pHs	JS	JSt
Пластовая вода	7.6	21.5	0.39	1.20	2.70	3.89	7.79	-0.19	7.98
9:1	7.8	21.5	0.37	1.20	2.68	3.88	7.76	0.04	7.72
8:2	8.2	20.5	0.37	1.19	2.88	3.92	7.99	0.21	7.78
7:3	8.0	20.8	0.37	1.19	2.71	3.89	7.79	0.21	7.58
6:4	8.1	20.6	0.37	1.19	2.78	3.9	7.87	0.23	7.64
5:5	8.1	20.6	0.37	1.19	2.8	3.88	7.87	0.23	7.64
4:6	8.3	20.6	0.37	1.19	2.82	3.88	7.89	0.41	7.48
3:7	8.3	20.6	0.36	1.19	2.89	3.88	7.96	0.34	7.62
2:8	8.3	20.2	0.35	1.18	2.99	3.88	8.05	0.25	7.8
1:9	8.3	20.0	0.34	1.16	3.05	3.88	8.09	0.21	7.88
Закачиваемая вода	8.0	19.5	0.39	1.15	3.12	3.9	8.17	-0.17	8.34

Концентрации солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, определенные лабораторным путем, позволили выполнить термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция по методике Дебая-Гюккеля. Результаты исследований и расчетов коэффициентов неравновесности приведены в таблице 1.

Проведенные расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их сме-

сей по методике Дебая-Гюккеля, с применением лабораторных данных, показали перенасыщенность смешиваемых вод относительно карбоната кальция, индекс неравновесности характеризуется отрицательным значением (табл. 2). Однако при смешении минерализованных пластовых и закачиваемых вод степень насыщения находится в пределах близких значений, что свидетельствует о равновесном состоянии системы.

Таблица 3

Результаты определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении вод агента нагнетания и пластовых вод нефтепродуктивных отложений (давление 257 атм, $t=+85^{\circ}\text{C}$)

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщения CO ₂ , атм
Пластовая неокомского ВК	Закачиваемая ААС ВК	Ca	Mg	Карб. щелоч.				
100	0	0.750	0.069	0.140	0.999	0.000	20.92	0.991
80	20	0.674	0.073	0.147	1.123	0.013	20.66	0.795
60	40	0.598	0.076	0.155	1.288	0.029	20.40	0.599
50	50	0.560	0.078	0.158	1.400	0.037	20.27	0.500
30	70	0.485	0.082	0.165	1.751	0.059	20.01	0.304
10	90	0.409	0.085	0.173	2.798	0.092	19.75	0.108
0	100	0.371	0.087	0.176	8.787	0.129	19.62	0.010

Расчеты по методике Стиффа-Девиса определили, что при $\text{pH} < \text{pH}_s$ индекс насыщения (IS) имеет отрицательные значения в неразбавленных пробах пластовой и закачиваемой воды. Это указывает на то, что вода имеет способность растворять дополнительное количество карбоната кальция. В таком случае индекс стабильности (IS_t) изменяется в пределах 7,98-8,34 и соответствует стабильной или очень агрессивной воде, не образующей осадок. В анализируемых смесях вод при $\text{pH} > \text{pH}_s$ индекс насыщения (IS) характеризуется положительным значением, индекс стабильности изменяется от 7,48 до 7,88, что соответствует среднеагрессивной воде, не образующей осадок карбоната кальция [9].

В процессе смешения вод одного генетического типа наблюдается постепенное уменьшение давления насыщения CO₂, значений минерализации, количества ионов кальция и магния (табл. 3).

Расчеты, выполненные в программе «РОСА» по регламентированной методике ОСТА 39-229-89, прогнозируют некоторое увеличение количества осадка кальцита по мере увеличения доли агента нагнетания, но не более 92,0 мг/дм³ при условии соотношения 1:9 пластовой и закачиваемой воды в смеси. По мере продвижения агента нагнетания по пласту возможно постепенное его растворение. По расчетным данным закачиваемая вода не стабильна в термобарических условиях продуктивных нефтяных пластов и может выделять осадок кальцита в прифилтровой зоне пласта до 129,0 мг/дм³.

Выводы

По результатам определения возможности карбонатного осадкообразования при смешении пластовых вод неокомского комплекса и закачиваемой воды из апт-альбсеноманского комплекса выпадение кальцитов в лабораторных условиях не наблюдалось, вероятно, при смешении вод физико-химические процессы не будут оказывать существенного влияния на фильтрационные свойства пласта-коллектора.

Проведенные по данным лабораторных анализов расчеты моделирования совместности закачиваемых и пластовых вод показали, что смешиваемые воды по степени насыщения находятся в пределах близких значений, что свидетельствует о равновесном состоянии системы, соответствующей среднеагрессивной среде, не образующей осадок карбоната кальция. Прогноз осадкообразования кальцита по регламентированной методике отраслевого стандарта в смешиваемых водах неокомского и апт-альбсеноманского комплексов предполагает незначительно количество осадка кальцита.

В целом, по результатам расчетов и лабораторных исследований можно сделать вывод о сходимости полученных результатов. На месторождениях углеводородов в Западной Сибири пластовые воды продуктивных отложений и закачиваемые воды совместимы. Однако, точность проведенной оценки не позволяет учесть всех условий, которые могут возникнуть в пластовых условиях (температурные условия насосного оборудования, химических условий,

формирующих центры кристаллизации, литологический состав пород-коллекторов и т.д.). Для предотвращения и корректировки негативных последствий при добыче нефти с применением системы заводнения пласта важен контроль физико-химических и термобарических условий подземных вод, приемистости скважин в рамках мониторинга водных объектов.

Список литературы

1. Илюшин П.Ю., Рудакова Л.В., Калинина Е.В., Сюзев А.В., Вяткин К.А., Белик Е.С., Røgener F. Снижение негативного воздействия нефтяных месторождений на объекты гидросферы при использовании подтоварной воды для поддержания пластового давления // Экология и промышленность России. 2022. № 26(4). С. 56-61. DOI 10.18412/1816-0395-2022-4-56-61
2. Сальникова Ю.И. Актуальность формирования карбонатного осадка при смешении пластовых и закачиваемых вод на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Рассохинские чтения: материалы международной конференции, (г. Ухта, 02-03 февраля 2023 г.). Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. С. 147–150.
3. Сальникова Ю.И. Прогнозирование геохимической совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XI Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, посвященной 40-летию филиала ТИУ (г. Нижневартовске, 22 апреля 2021 г.). Нижневартовск – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. С. 147–150.
4. Семенова Т.В. Проблемы совместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтепромыслах Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 4(124). С. 34-37. DOI 10.31660/0445-0108-2017-4-34-37.
5. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А., Леухина О.И. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 245 с.
6. Бриков А. В., Маркин А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство по борьбе с образованием солей. М.: Де Либри, 2018. 335 с.
7. Никаноров А.М., Сокирко Л.Е. Изучение процессов смешения вод нефтяных месторождений на модели пласта в условиях высоких давлений и температур // Нефтяное хозяйство. 1973. № 12. С. 36-40.
8. Ольховская В.А., Стручков И.А., Ризванов А.А., Трусова А.С. Проблемы начального этапа эксплуатации нефтяного месторождения в условиях несовместимости пластовой и закачиваемой вод // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 2. С. 54-63. DOI 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-54-63.
9. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
10. Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде. Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. URL: <https://www.scienceeducation.ru/pdf/2011/4/24.pdf> (дата обращения: 15.01.2024).
11. Михайлов Н.Н., Мелехин С.В., Полищук В.И. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2016. № 7. С. 19-30.
12. Мастеркова В.Ю., Акзигитов Н.И. К проблеме расчета совместимости пластовых и закачиваемых вод // Недропользование XXI век. 2020. № 5(88). С. 70-77.
13. Gan H., Liu Z., Wang X., Zhang Y., Liao Y., Zhao G., Zhao J., Liu Z. Effect of Temperature and Acidification on Rejection of Geothermal Water into Sandstone Geothermal Reservoirs: Laboratory Study // Water 2022. № 14 (19). P. 2955. DOI: 10.3390/w14192955.
14. Limei Sun, Jiajun Xu, Wenxian Xie, Peng Lv Compatibility of water treatment agents and produced water from oilfield // Journal of Dispersion Science and Technology. 2022. Vol. 43. № 1. P. 15-21. DOI: 10.1080/01932691.2020.1813154.
15. Hamid S., De Jesús O., Jacinto C., Izetti R., Pinto H., Drogue E., Edwards C., Cassidy J., Zhang H., Dagenais P., M.A. Batocchio. A Practical Method of Predicting Calcium Carbonate Scale Formation in Well Completions // SPE Prod & Oper 31. 2016. P. 1–11. DOI: 10.2118/168087-PA.