

УДК 553.98+556.3

А.В. Лехов¹, Т.А. Киреева²

КОЛЬМАТАЦИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ КАТИОННОГО ОБМЕНА

ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,
119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1
Lomonosov Moscow State University, 119991, GSP-1, Leninskiye Gory, 1

Изучение изменения состава морской воды, закачиваемой для поддержания пластового давления (ППД) в безводный гранитоидный коллектор месторождения Белый Тигр, трещины в котором частично заполнены кальциевыми минералами (кальцит и ломонтит), показало, что эти минералы взаимодействуют с закачиваемой морской водой. Гидрогеохимическое моделирование этого процесса выявило, что катионы морской воды (сначала натрий, а затем магний) вытесняют из обменного комплекса ломонтита кальций, что приводит к осаждению ангидрита и незначительного количества кальцита. Поступающая вода растворяет ангидрит и осаждает его ниже по потоку, образуя постепенно расширяющуюся кольцевую область с постоянным повышением количества осаждаемого ангидрита. В результате происходит снижение проницаемости трещинной среды вследствие заполнения трещин ангидритом. Большое количество кальция в попутных водах при подъеме их к поверхности вызывает осаждение кальцита в добывающих скважинах и поверхностном оборудовании. При переходе бурения на все большую глубину, где породы почти повсеместно содержат ломонтит, необходимо учитывать явления катионного обмена между закачиваемой водой и породой при прогнозах солеотложения.

Ключевые слова: эксплуатация нефтяных месторождений, катионный обмен, цеолиты, поддержание пластового давления, кольматация.

By analyzing the changes in seawater pumped to maintain reservoir pressure (FPD), the anhydrous granitoid reservoir of the White Tiger deposit, in which the cracks are partially filled with calcium minerals (calcite and lomontite), shows that these minerals interact with the injected seawater. Hydrogeochemical modeling of this process showed that cations of seawater are first sodium and then magnesium displace calcium from the lomontite exchange complex, which leads to precipitation of anhydrite and a small amount of calcite. The incoming water dissolves the anhydrite and precipitates it downstream, forming a gradually expanding annular region with a constant increase in the amount of precipitated anhydrite. As a result, there is a decrease in the permeability of the fracture medium due to the filling of the cracks with anhydrite. A large amount of calcium in the associated waters when they rise to the surface causes the precipitation of calcite in the production wells and surface equipment. The transition of drilling to ever greater depths, where the rocks contain lomontite almost everywhere, requires taking into account the phenomena of cation exchange between the injected water and the rock in the predictions of scaling.

Key words: exploitation of oil fields, cation exchange, zeolites, maintenance of reservoir pressure, colmatage.

Введение. При эксплуатации нефтяных месторождений используются методы повышения нефтеотдачи: закачка вод для поддержания пластового давления (ППД), термохимическое воздействие на пласт и пр. При этом происходит резкое нарушение гидрогеохимического равновесия, что практически всегда приводит к тем или иным видам солеотложения. Наиболее часто солеотложение происходит при смешении так называемых несовместимых вод, когда в результате их взаимодействия смесь пересыщается по какому-либо соединению, в результате выпадающему в осадок. Чаще всего таким образом происходит

отложение сульфатов Ca, Sr, Ba при смешении пластовых вод с закачиваемыми поверхностными (речными или морскими) водами [Кашавцев, Мищенко, 2001]. При дегазации попутных вод при подъеме к поверхности возможно выпадение карбонатов Ca и Mg в результате выхода из раствора CO₂, поддерживающего эти соединения в более растворимой бикарбонатной форме. Также известны случаи отложения в скважинах NaCl из перенасыщенных растворов, образующихся при растворении закачиваемыми водами катагенного галита, выполняющего поры породы [Гидрохимические..., 2007]. Однако в литературе, посвя-

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, профессор, доктор геол.-минер. н.; e-mail: avlekhov@gmail.com

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра гидрогеологии, доцент, канд. геол.-минер. н.; e-mail: ta_kireeva@mail.ru

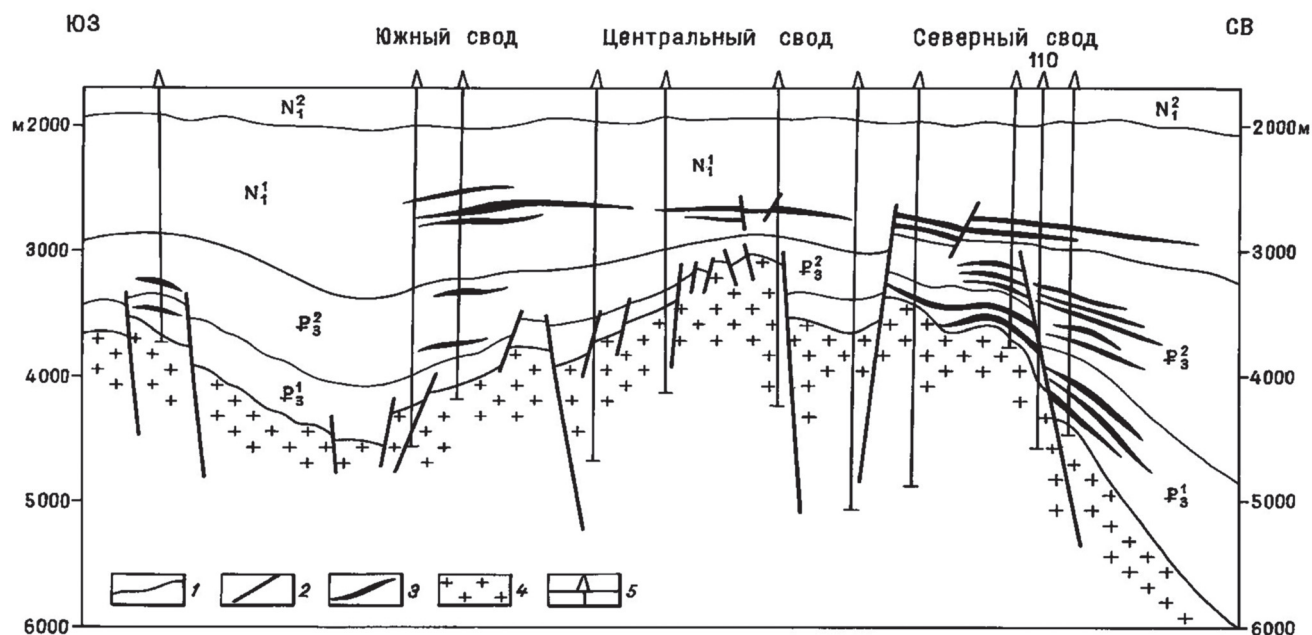


Рис. 1. Продольный разрез месторождения Белый Тигр, по [Тиен, 1998] с дополнениями: 1 — границы водоносных комплексов; 2 — разрывные нарушения; 3 — скопления нефти в осадочном чехле; 4 — нефтенасыщенные породы кристаллического фундамента; 5 — пробуренные скважины

щенной солеотложению при нефтеразработках, практически нет упоминаний о солеотложении, вызванном катионным обменом между породой и закачиваемыми водами. Именно этот случай и будет рассмотрен в статье.

Объект исследования и постановка задачи.

В качестве примера рассмотрим разработку нефтяной залежи в гранитоидных породах месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама). Ранее в работе [Киреева, 2019] рассмотрены геологические условия этого месторождения и возникшее при эксплуатации солеотложение, однако здесь следует повторить постановку задачи, которая не была решена достаточно полно. На этом объекте массивная нефтяная залежь, дающая более 90% накопленной добычи месторождения, находится в гранитоидном фундаменте, вскрытом на глубине около 3,5–4,5 км (рис. 1). Коллектор представлен гидротермально измененными, выщелоченными и трещиноватыми гранитами. Трещины часто имеют большое раскрытие (от нескольких десятых долей до нескольких миллиметров), но в подавляющем большинстве выполнены по стенкам вторичными минералами, среди которых преобладают кальцит CaCO_3 и ломонтит $\text{CaSi}_4\text{Al}_2\text{O}_{12} \cdot 4\text{H}_2\text{O}$, в качестве примесей отмечены барит BaSO_4 (1–2%) и каолинит $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ [Арешев и др., 1996].

Отличительная особенность залежи нефти в гранитоидном фундаменте месторождения Белый Тигр — ее безводность. Этот продуктивный объект эксплуатируется с 1988 г., однако притоки пластовых вод не получены, хотя скважины пробурены до глубины 5014 м. Даже на этих отметках

подошвенная вода отсутствует, т.е. водонефтяной контакт не установлен [Арешев и др., 1996].

Первоначально при получении рекордных притоков безводной нефти (>1000 т/сут) эксплуатация производилась без каких-либо мер повышения нефтеотдачи. Однако со временем, по мере снижения пластового давления, было принято решение о закачке в коллектор морской воды для ППД. Прогноз возможного солеотложения был выполнен с учетом вероятности отложения кальцита и ангидрита из морской воды при ее попадании в пластовые условия, которые характеризуются температурой в интервале 130–160 °C и давлением около 25 МПа [Арешев и др., 1996]. В этом прогнозе вероятности отложения сульфатов кальция (ангидрита), выполненном по методу Дж. Оддо и Б. Томпсона [Кашавцев, Мищенко, 2001], показано пресыщение по ангидриту в некоторых скважинах, т.е. возможность солеотложения. Оценка насыщенности воды кальцитом в пластовых условиях, выполненная с учетом теории активности Дебая–Хюккеля [Кашавцев, Мищенко, 2001], показала возможность карбонатного солеотложения в еще меньшем числе скважин. На основании этих расчетов прогнозировалось более существенное отложение кальцита на устье добывающих скважин вследствие дегазации воды при снижении давления (удаление CO_2). Взаимодействие закачиваемых вод с минералами коллектора не рассматривалось, так как аналитически такой прогноз выполнить очень сложно из-за отсутствия общепринятых методов расчета. Термодинамическое гидрогеохимическое моделирование с помощью известных компьютерных программ,

которое позволяет учесть взаимодействие вытесняющей воды с породой, не применялось. Таким образом, в прогнозе, приведенном в [Кашавцев, Мищенко, 2001], оценивалась только тенденция осаждения ангидрита и кальцита из закачиваемой морской воды в пластовых условиях гранитоидного массива месторождения Белый Тигр.

Однако результаты разработки месторождения выявили значительно более масштабное солеотложение, чем предполагалось. Об этом свидетельствовало не только снижение (иногда до нуля) дебитов отдельных добывающих скважин, несмотря на мероприятия по интенсификации нефтедобычи, и снижение приемистости многих нагнетательных скважин, но и обнаружение массивного солеотложения в трубах добывающих скважин, а также в поверхностном оборудовании, причем, состояние некоторых добывающих скважин оценивалось как критическое.

Анализ солевых отложений в скважинах и оборудовании, выполненный петрографическим и рентгенографическим методами, позволил установить, что в основном это две соли — кальцит и ангидрит. Проведенный затем химический анализ попутной воды, показал, что исходный состав закачиваемой морской воды сильно изменен (таблица).

Подобное изменение состава морской воды, вероятно, произошло в результате ее взаимодействия с минералами, выполняющими трещины в гранитоидной породе, а именно с кальцитом и обменным комплексом ломонтита. По результатам разработки отмечено, что наибольшее изменение состава попутных вод по сравнению с закачиваемой морской водой происходило в первоначальный период закачки и затухало со временем, что подтверждает изменение закачиваемой воды в результате взаимодействия с породой, так как со временем происходит заполнение емкости катионного обмена и снижение сорбционной способности минералов-катионообменников.

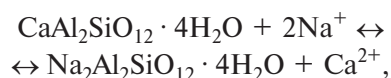
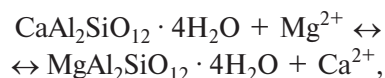
Из данных таблицы видно, что в результате прокачки воды через трещиноватый гранитоидный коллектор произошло уменьшение почти в 10 раз содержания Mg^{2+} в закачиваемой морской воде и одновременное увеличение количества Ca^{2+} более чем в 5 раз. Одновременно возросла концентрация микрокомпонентов — гидрохимических аналогов кальция, т.е. Ba^{2+} и Sr^{2+} (в 10 и 20 раз соответственно). Некоторое опреснение попутной воды, выражающееся в снижении минерализации на 10%, вероятно, вызвано процессами испарения закачиваемой воды в пластовых условиях в газовую шапку, свойственную почти всем нефтяным месторождениям, а также резким охлаждением воды на забое добывающих скважин вследствие дроссельного эффекта, что сопровождается затем выпадением конденсата в стволах скважин вблизи поверхности.

Изменение состава закачиваемой морской воды, используемой для ППД

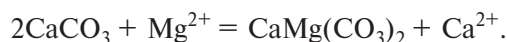
Содержание компонентов (мг/л) и показатели химического состава	Морская вода	Вода с сепаратора
pH	8,2	7,1
Na^+	11800	9020,5
K^+	380,0	330,0
Ca^{2+}	400	2129,3
Mg^{2+}	1250	136,7
Sr^{2+}	5–6	123,2
Ba^{2+}	0,1–0,5	1,9
$Fe^{2+} + Fe^{3+}$	0,2–0,8	3,2
Cl^-	18700	15574,4
SO_4^{2-}	2500	431,5
HCO_3^-	120–140	73,3
Общая минерализация, г/л	35	31
Формула ионного состава	$Cl\ 91\ SO_4\ 9$ Na79 K1 Mg17Ca3	$Cl\ 98\ SO_4\ 2$ Na76 K1 Ca21 Mg2

Учитывая, что гранитоидный коллектор на месторождении Белый Тигр полностью безводен, эти изменения состава закачиваемой морской воды можно объяснить только взаимодействием с активными минералами коллектора, а именно с ломонитом и кальцитом, выполняющими трещины. Взаимодействие с минералами гранодиоритов и лейкодиоритов маловероятно из-за их низкой растворимости и малого времени взаимодействия в системе раствор–порода, так как закачиваемая вода проходит расстояние от нагнетательной к добывающей скважине за несколько суток. Наиболее вероятно, что в результате катионного обмена происходит поглощение натрия и магния из вод, взаимодействующих с породой, и выход в раствор эквивалентного количества Ca^{2+} и его гидрохимических аналогов.

Это могут быть катионный обмен с ломонитом (цеолит), содержащим подвижные иона Ca^{2+}



и доломитизация кальцита



При этом скорость этих реакций сильно увеличивается при температуре среды $>100^\circ C$ [Крайнов и др., 2004], что соответствует пластовым условиям месторождения Белый Тигр.

В результате попутные воды обогащаются ионом Ca^{2+} , что может вызвать отложение сульфатов и карбонатов Ca, Sr и Ba, имеющих низкую раство-

римось. Растворимость в дистиллированной воде при 100 °С сульфата кальция составляет 2,2 г/л, а карбоната кальция — ~0,3 г/л. Растворимость аналогичных солей стронция на порядок меньше, так же, как карбоната бария, а сульфат бария практически нерастворим.

В большинстве аналитических методов прогноза отложения карбонатных и сульфатных солей [Кашацев, Мищенко, 2001] возможна только качественная оценка, т.е. прогноз *вероятности* выпадения соли. Более того, даже качественная оценка вероятности выпадения карбонатных солей в большинстве методов не является достоверной, так как не учитывает парциальное давление CO_2 в системе, которое в основном и определяет растворение/отложение карбонатов. Кроме того, аналитические методы расчета разработаны не для всех типов отлагающихся минералов и часто требуют сложных графических построений, не применимых при массовых анализах в условиях разработки месторождения. Расчет *количества* образовавшихся солей при взаимодействии закачиваемых вод и породы возможен только с применением компьютерного моделирования, что в работе [Киреева, 2019] не было осуществлено.

Физико-химическое моделирование. При закачке морской воды для вытеснения нефти происходит ионный обмен с цеолитом, который может быть описан известными простыми соотношениями [Appelo, Postma, 2005]. В нашей работе использована модель катионного обмена по Ванселову с фиксированной емкостью обмена, что проверено экспериментально на клиноптилите и мордените [Barros de et al., 1997]. Способность кальцита к ионному обмену за счет механизма хемосорбции полагается ничтожной по отношению к цеолиту и игнорируется. Кроме того, кальцит может растворяться или осаждаться при взаимодействии с морской водой.

Для моделирования исследуем миграцию раствора в одной бесконечной идеальной трещине с раскрытием 40 мкм, что коррелирует с проницаемостью на глубине закачки при расстоянии между такими трещинами 0,3–0,5 м [Нгуен, 2013; Поспелов, 2005]. Согласно исследованиям поведения скважин при падении пластового давления в залежи распространены чисто трещинные коллекторы [Фам, 2003]. Так как модельная задача должна показать возможность кольматации трещин при закачке морской воды, искажение поля скорости фильтрации за счет существования добывающих скважин не учитывается. В такой постановке поток от скважины радиальный, и область миграции разбита на кольцевые блоки с постоянной площадью стенок трещины, что обеспечит равный объем воды во всех блоках модели. Принимаем объем пространства трещины или же раствора в каждом блоке равным 1 л, что является общим модулем выражения концентрации всех

веществ жидкой и твердой фаз. Расстояние между центрами блоков уменьшается с расстоянием от скважины пропорционально квадрату радиуса (R). Задача решается как одномерная в виде цепочки блоков-реакторов с одинаковым объемом водовмещающего пространства. Вода поступает в блок, приходит в равновесие с твердой фазой и перемещается в следующий блок. Ее место занимает вода из предыдущего блока.

Закачка морской воды проводится в породе, имеющую естественный температурный фон около 145 °С, при этом происходит охлаждение породы, так как температура закачиваемой воды около 25 °С. Дебит закачки для поддержания пластового давления должен вызвать минимальное охлаждение пород для предотвращения ухудшения нефтеотдачи за счет изменения вязкости и вероятности кристаллизации парафинов, содержащихся в нефти. Натурные исследования распределения температуры в призабойных зонах поглощающих скважин месторождения после длительной закачки показали диапазон 45–65 °С при закачке морской воды с температурой 25 °С на устье скважины [Кутовой и др., 2015]. Принципиально задача миграции раствора должна решаться совместно с задачей миграции тепла. На данном этапе исследования мы использовали постоянное линейное увеличение температуры с ростом площади поверхности стенок трещины от 60 до 130 °С.

Гидрогеохимическая система включает вещества морской воды (основные ионы и комплексы), обменного комплекса ломонтита и кальцита в определенных количествах. Состав морской воды (таблица) скорректирован для соблюдения электронейтральности по натрию. Вследствие некоторых ограничений для морской воды используемой в модели активности Дебая–Хюккеля была проведена корректировка состава закачиваемой воды термодинамическим моделированием по соответствию pH 8 при температуре лаборатории и отсутствию осаждения кальцита, после чего в состав воды добавлены равновесные количества H_2CO_3 и CO_3^{2-} , не определяемые анализом.

В системе предусмотрено образование минералов основных катионов за исключением порообразующих силикатов, кинетика растворения/осаждения которых обычно медленная и несопоставима со временем закачки и кинетикой взаимодействия с водой обменного комплекса, сульфатов и карбонатов. Наиболее вероятно осаждение/растворение ангидрита (An) при $\rho=2,95 \text{ г/см}^3$; $V_{\text{An}}=46,15 \text{ см}^3/\text{моль}$ и кальцита (Cc) при $\rho=2,715 \text{ г/см}^3$; $V_{\text{Cc}}=36,87 \text{ см}^3/\text{моль}$. Предусмотрена возможность образования доломита, минералов магния (магнезит, гидромагнезит, несквегонит, артинит), бария (витерит, барит), стронция (стронцианит, целестин), кальция (арагонит, гипс, портландит). Возможность образования доломита не учитывалась вследствие

недостаточной определенности его произведения растворимости. Объемное тепловое расширение минералов в рассматриваемом диапазоне температуры не учитывается, так как оно в соответствии со справочными данными составляет $<0,005\%$.

Согласно лабораторным исследованиям [Uro-tadze et al., 2016] емкость обмена измельченного ломонтита при комнатной температуре, определенная по сорбции магния и кальция, равна 250–300 мэк/100 г. По экспериментам на клиноптилолите [Wen et al., 2006] емкость катионного обмена (ЕКО) меняется для зерен разного размера следующим образом: 1–3,2 мм — 108 мэк/100 г, 8–15 мм — 97 мэк/г. Термодинамические параметры соединения активного центра ломонтита с катионами морской воды не рассчитывались. Опираясь на схожесть рядов селективности цеолита [Wen et al., 2006] с известными [Soil ..., 1982], а также на то, что обычно соотношение этих параметров примерно сохраняется, для приближенного моделирования используем известный набор коэффициентов селективности на основе базы параметров программы Phreeqc [Parkhurst, Appelo, 2013].

Наибольшей неопределенностью характеризуются состав и емкость обменного комплекса цеолита. Судя по отсутствию воды в нефтеносных породах и по содержанию только кальциевых минералов (кроме породообразующих), полагаем наличие в ЕКО только обменного кальция. ЕКО определяется контактом воды со стенками трещины. Заполнители микротрещин ломонтит и кальцит. Полагаем что примерно половину стенок трещины выполняет ломонтит. На основании ЕКО около 100 мэк/л для зерен размером 1–3 мм определена емкость поверхности зерен на 1 мэк. Объем блока модели составлял 1 л, раскрытие трещины — 40 мкм, поверхность двух стенок — 50 м². В результате ЕКО, приходящаяся на 1 л объема трещины, составляет ~1 экв. или моль. Начальный состав гидрогеохимической системы соответствовал твердой фазе (кальцит и обменный комплекс, заполненный кальцием). Граничный состав — модельная морская вода, нагретая до 60 °С.

Все термодинамические расчеты и моделирование миграции воды проводились с использованием программы NCh [Шваров, 1999]. Для более контрастных результатов предполагался только конвективный массоперенос без гидродинамической дисперсии, что записывается на метаязыке программы NCh в виде: $[*] = \{S\} + [A]$, где $[*]$ — результирующий состав системы в любом блоке после наступления равновесия, $\{S\}$ — состав твердой фазы после реакции с предыдущим объемом жидкой фазы, $[A]$ — состав жидкой фазы, поступающий в блок. Длина модели 200 блоков, всего пропущено 1600 л морской воды.

Возможность равновесного моделирования, примененного в этой модели, определяется высо-

кой скоростью протекания реакции ионного обмена и достаточно высокой скоростью растворения/осаждения гипса и ангидрита. По приведенным в работе [Лебедев, Лехов, 1989] значениям энергии активации реакции скорость установления равновесия в исследуемом диапазоне температуры повышается в 10–30 раз по отношению к стандартным условиям.

Результаты моделирования выражаются в количестве вещества, приходящегося на 1 л жидкой фазы (или на 1 дм³ пространства трещины). Распределение значений валовых концентраций всех компонентов системы после пропускания 200 л воды показано на рис. 2–4. Образуются два фронта — растворения и осаждения ангидрита.

В нижней части потока, ниже фронта осаждения, натрий постепенно вытесняет кальций из обменного комплекса, что определяет образование небольшого количества ангидрита, постепенно возрастающего к фронту осаждения (рис. 3). Кардинальную роль играет ион магния, он вытесняет практически весь оставшийся кальций из обменного комплекса, что тут же отражается в появлении большого количества ангидрита. Кроме того, он вытесняет ранее сорбированный натрий, концентрация которого в воде становится выше граничной (рис. 2). Весь ангидрит растворяется поступающей с границы морской водой. Вследствие повышенного содержания кальция, вытесненного магнием, кальций начинает осажаться, связываясь ионом сульфата, таким образом формируется своего рода вал твердого ангидрита, постепенно перемещающийся вниз по течению. При этом он увеличивается в длину и по количеству осадка на элементарный объем трещины (рис. 5).

Осаждается не только ангидрит, но и кальцит в несравненно меньшем количестве (рис. 6). Больше он осаждается от входа воды до вала ангидрита и на порядок меньше после его прохождения. Вместе с валом ангидрита образуются валы стронция и бария в воде и в обменном комплексе. Низовой фронт бария обгоняет фронт стронция, фронт стронция обгоняет фронт ангидрита.

Изменение параметров. Объем блока (части трещины) изменится от исходного на $\Delta V = N_{\text{An}} V_{\text{An}}$. Соответственно, раскрытие трещины изменится на $\Delta b = \Delta V / F$, где F — площадь стенок в блоке между границами блока r и R , $F = \pi(R^2 - r^2)$.

Расход вод через одну трещину единичной ширины и с раскрытием b определится в виде [Ромм, 1966]:

$$q = \left[\frac{b^3 g}{12\nu} \right] I = TI,$$

где g — ускорение свободного падения, ν — кинематическая вязкость жидкости, I — градиент напора, T — проводимость трещины.

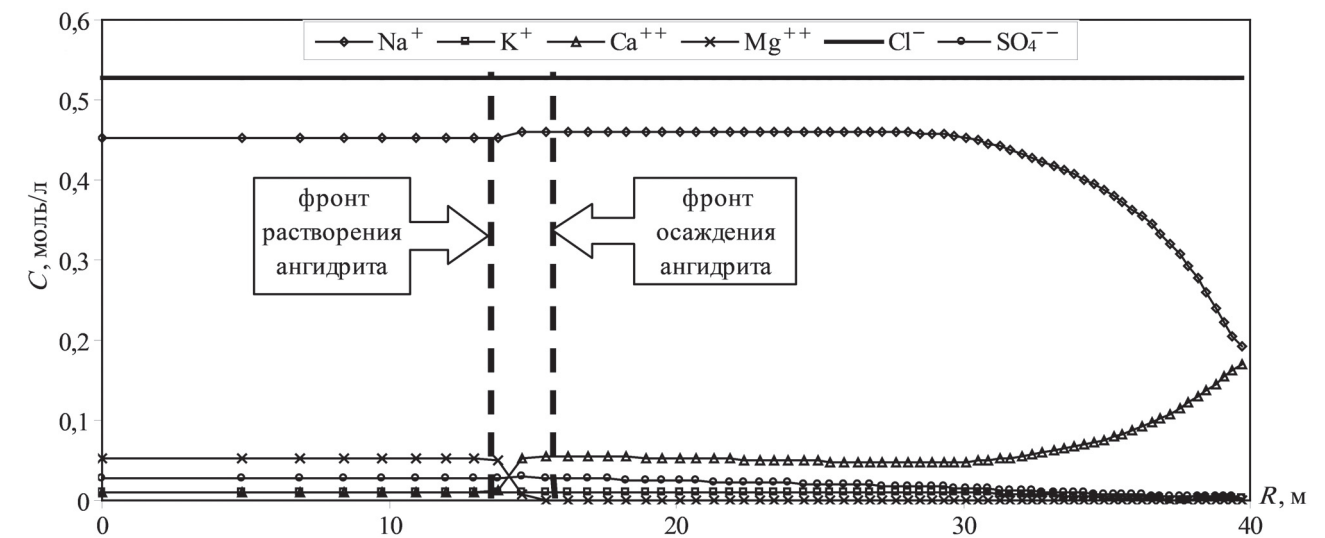


Рис. 2. Распределение значений валовой концентрации основных ионов по пути миграции после закачки 200 л морской воды

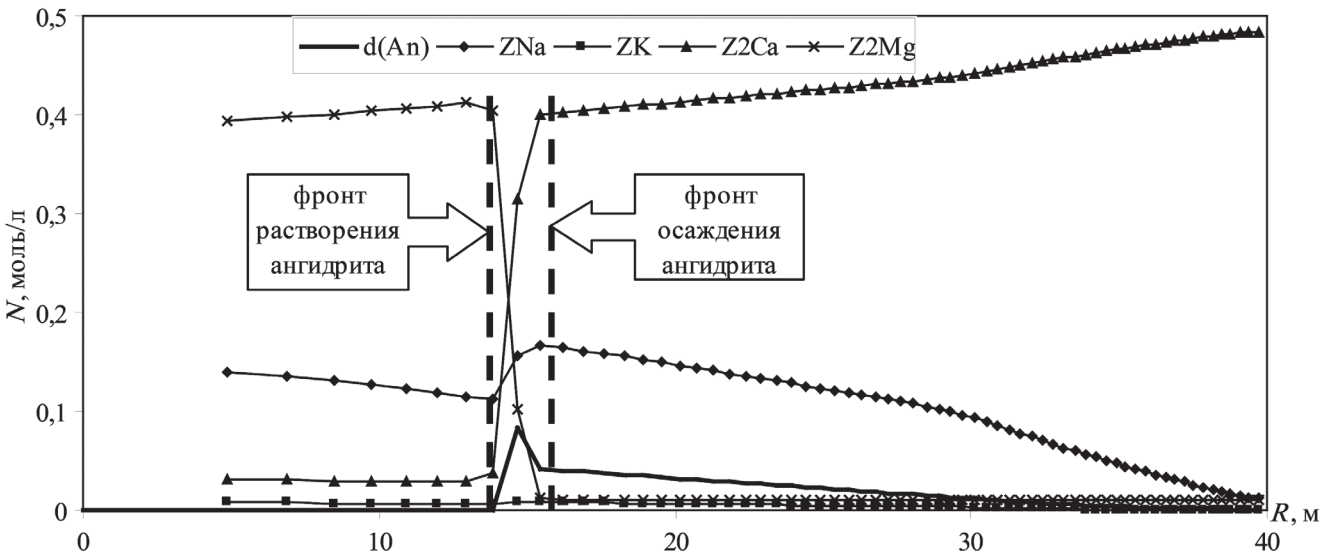


Рис. 3. Распределение масс осадившегося ангидрита и основных ионов в обменном комплексе по пути миграции после закачки 200 л морской воды

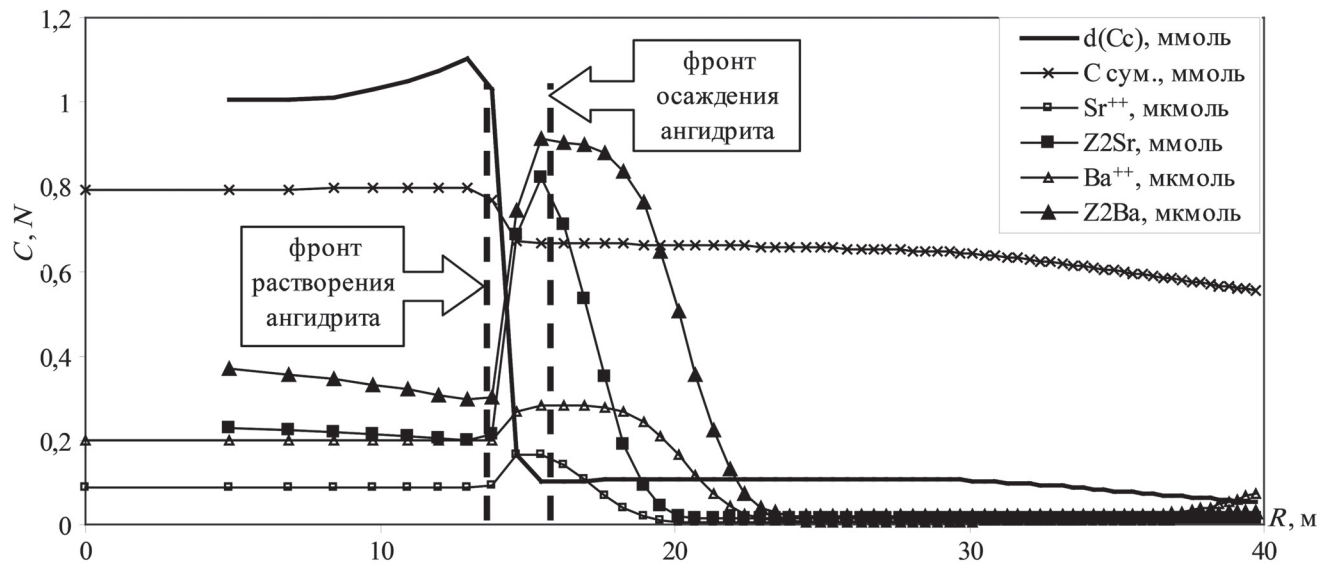


Рис. 4. Распределение количества осадившегося кальцита и основных микрокомпонентов в растворе и в обменном комплексе по пути миграции после закачки 200 л морской воды

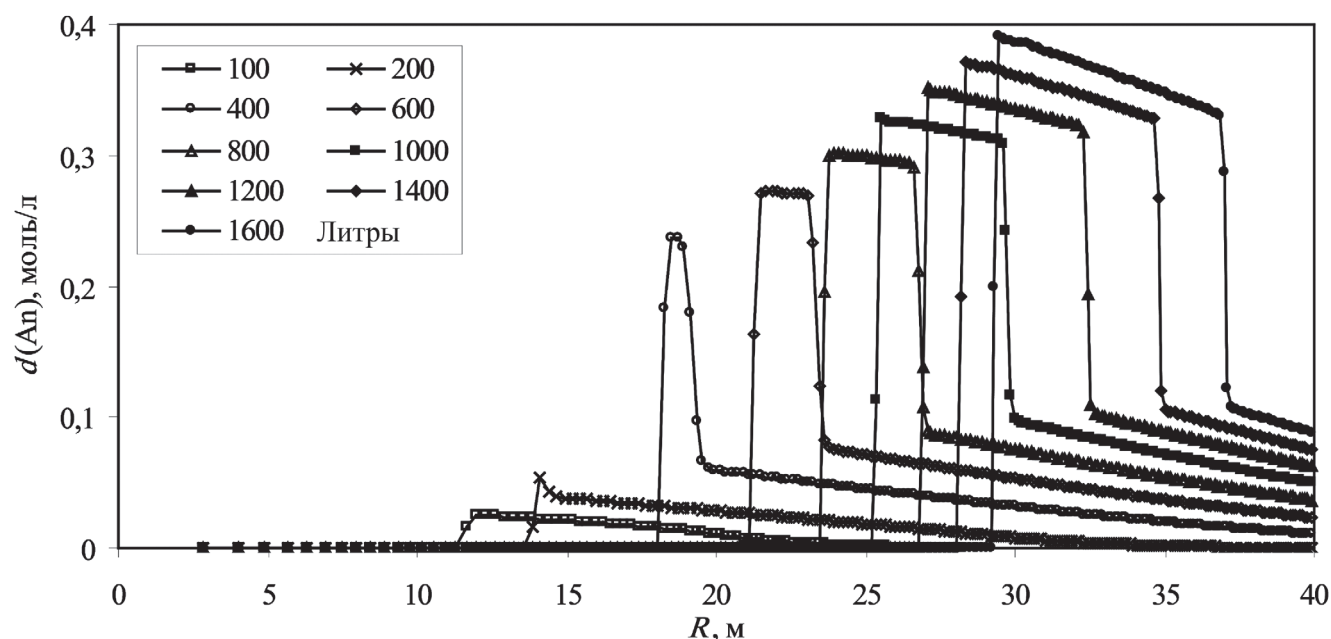


Рис. 5. Количество осадившегося ангидрита в зависимости от расстояния до скважины закачки при разных объемах закачки, л

Для радиальной задачи закачки в пласт постоянной проводимости с дебитом Q в квазистационарном режиме фильтрации [Шестаков, 1995] при использовании координаты $x=\pi R^2$ падение напора в каждом блоке постоянных площади и объема будет следующим:

$$\Delta S = \frac{Q}{4\pi T} \ln\left(\frac{\pi R^2}{\pi r^2}\right) = \frac{Q}{4\pi T} \ln\left(\frac{X}{x}\right) = \frac{Q}{4\pi T} \ln\left(\frac{x + \Delta x}{x}\right).$$

Для оценки неравномерного изменения проводимости трещины воспользуемся приближенным расчетом с использованием цепочки фильтрационных сопротивлений Φ , тогда падение напора в каждом i -м блоке модели будет следующим:

$$Q = \frac{\Delta S_i}{\ln\left(\frac{x_i + \Delta x}{x_i}\right) / 4\pi T} = \frac{\Delta S_i}{\Phi_i} \rightarrow \Delta S_i = Q\Phi_i.$$

Наиболее интересно увеличение суммарного фильтрационного сопротивления в интервале вала ангидрита между фронтами растворения и осаждения. Суммарное сопротивление этого участка будет таким:

$$\Phi_{\text{An}} = \sum_{i=s}^f \frac{1}{b_i^3} \ln\left(\frac{x_i + \Delta x}{x_i}\right),$$

где s и f — номера первого и последнего блока вала ангидрита. Показательнее величина, обратная фильтрационному сопротивлению, — $T_{\text{An}}=1/\Phi_{\text{An}}$, она должна уменьшаться. Изменение этой величины в зависимости от количества пропущенных объемов воды показано на рис. 6. На кривой выделяются два участка. Конечный участок имеет приблизительно линейный тренд, который показывает полную кольтматацию трещины после прохождения 70 м³ воды (экстраполяция).

Размер области вала ангидрита и расстояние от нагнетательной скважины будут постепенно увеличиваться, увеличится и масса и объем осажженного внутри вала ангидрита. Тенденция изменения этих характеристик показана на рис. 7. Экстраполяция концов кривых линейной функцией показывает, что на момент смыкания стенок трещины увеличение ширины вала доходит до 350 м при смещении его примерно на 0,5 км для принятых параметров модели. Масса осажженного внутри вала ангидрита составит ~180 кг или 60 дм³.

Естественно, эта экстраполяция довольно приближенная по разным причинам. В первую очередь будет возрастать длина блока постоянного по всей модели объема, что необходимо ввести в расчет длины. Однако выполненная работа имеет принципиальный характер и показывает возможность механизма ионного обмена в кольтматации трещин при закачке морской воды без смешения с пластовыми водами, а только в результате взаимодействия с минералами породы, а также определяет тенденции формирования и перемещения области максимального осаждения ангидрита.

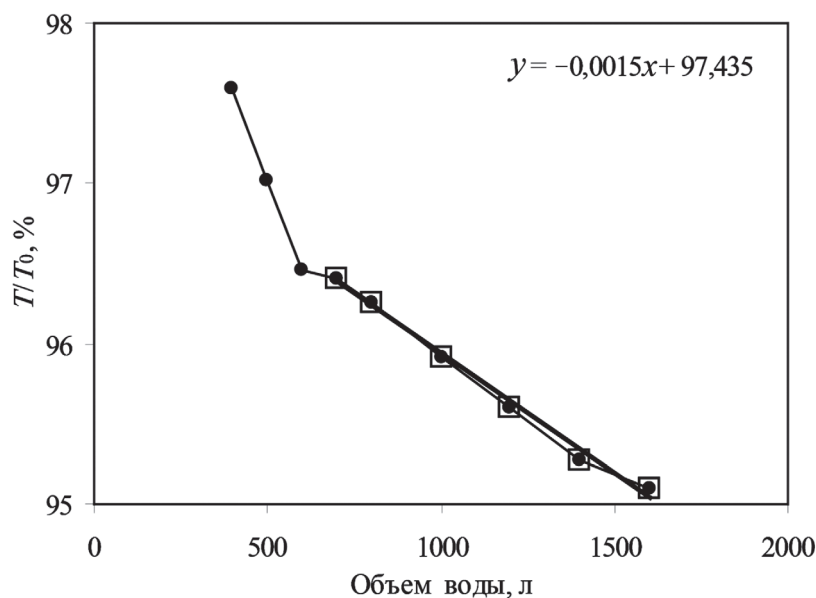


Рис. 6. Уменьшение проводимости фрагмента, содержащего вал ангидрита, в зависимости от объема закачки

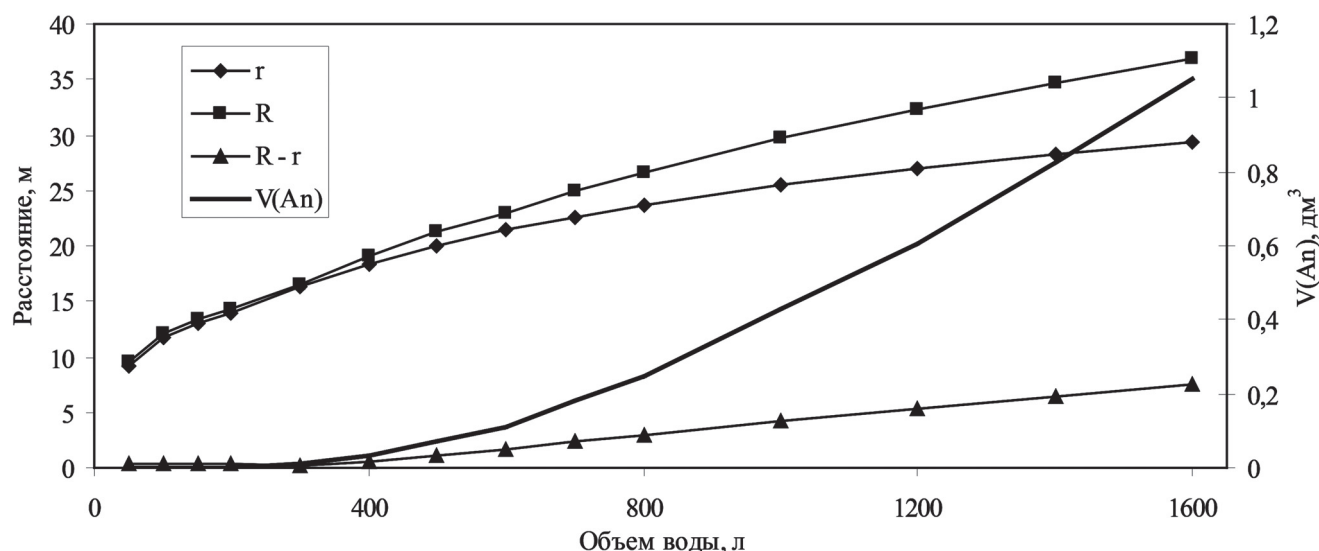


Рис. 7. Зависимость расстояния от скважины закачки фронтов растворения (r), осаждения (R), ширины вала ангидрита ($R-r$) и объема осаденного внутри вала ангидрита ($V(An)$) в зависимости от объема закачки

Закключение. Закачка морской воды для поддержания ППД в породы, содержащие ломонтит, который имеет Ca^{2+} в обменном комплексе, приводит к ионному обмену Na^+ и Mg^{2+} морской воды на Ca^{2+} ломонтита, что ведет к значительному увеличению концентрации Ca^{2+} в попутных водах, вызывающему отложение ангидрита в пластовых условиях.

Физико-химическое моделирование, выполненное в программном комплексе HCh для одиночной трещины, выявило осаждение ангидрита в виде кольцевого вала в количестве около 180 кг или же объемом около 60 dm^3 после прохождения 70 m^3 закачиваемой морской воды. Отмечается

также выпадение кальцита, но в количестве, на порядок меньшем.

Проведенные исследования показывают, что при прогнозах солеотложения в процессе нефтедобычи нельзя пренебрегать явлением катионного обмена между закачиваемыми водами и минералами, содержащими обменные катионы.

Достоверный прогноз возможного солеотложения при разработке нефтегазовых месторождений возможен только с применением методов компьютерного моделирования, позволяющих учесть взаимодействия между закачиваемыми водами и минералами коллектора в широком диапазоне P - T условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 1996. № 8. С. 50–59.
- Арешев Е.Г., Гавура В.Е., Немченко Т.Н. и др. Нефть в гранитах фундамента (на примере месторождения Белый Тигр, Вьетнам) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 12. С. 4–13.
- Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2007. 244 с.
- Кашащев В.Е., Мищенко И.Т. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2001. 134 с.
- Киреева Т.А. Катионный обмен между водой и породой как фактор солеотложения при эксплуатации нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 86–90.
- Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швеи В.М. Геохимия подземных вод. М.: Наука, 2004. 677 с.
- Кутовой А.С., Иванов А.Н., Хо Нам Чунг, Дао Нгуен Хынг. Влияние закачки морской воды на подвижность нефти высокотемпературных коллекторов месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 48–51.
- Лебедев А.Л., Лехов А.В. Кинетика растворения природного гипса в воде при 5–25 °С // Геохимия. 1989. №6. С. 865–874.
- Нгуен Хыу Бинь. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (по данным каротажа): Автореф. канд. дисс. Томск, 2013.
- Поспелов В.В. Петрофизическая модель и фильтрационно-емкостные свойства пород фундамента южного шельфа Вьетнама // Геология нефти и газа. 2005. № 4. С. 16–21.
- Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 284 с.
- Тиен Х.Д. Гидрогеологические условия месторождения Белый Тигр // Тез. докл. 2-й конф. НИПИ мор-нефтегаз. Вунгтау, 1998. С. 103–119.
- Фам Тхань Ха. Изменения физических свойств гранитоидных пластов в процессе разработки залежи и их влияние на производительность скважин (на примере месторождения Белый Тигр): Автореф. канд. дисс. М., 2003.
- Шваров Ю.В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. 1999. № 6. С. 646–652.
- Шестаков В.М. Гидрогеодинамика. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1995. 368 с.
- Appelo C.A.J., Postma D. Geochemistry, groundwater and pollution. Balkema, 2005. 647 p.
- de Barros M.A.S.D., Machad N.R.C.F., Alves F.V., Sousa-Aguiar E.F. Ion exchange mechanism of Cr+3 on naturally occurring clinoptilolite // Braz. J. Chem. Eng. 1997. Vol. 14, N 3.
- Parkhurst D.L., Appelo C.A.J. Description of input and examples for PHREEQC Version 3—A computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations // U.S. Geol. Surv. Denver, Colorado, 2013. 519 p.
- Soil Chemistry. B. Physico-Chemical Models / Ed. G.H. Bolt. Elsevier, 1982. 539 p.
- Urotadze S., Tsitsishvili V., Osipova N., Kvernadze T. Laumontite — natural zeolite mineral of Georgia. // Bull. Georgian National Academy of Scie. 2016. Vol. 10, N 1. P. 32–37.
- Wen Donghui, Ho Yuh-Shan, Xie Shuguang, Tang Xiaoyan. Mechanism of the adsorption of ammonium ions from aqueous solution by a chinese natural zeolite // Separation Sci. and Technology. 2006. Vol. 41. P. 3485–3498.

Поступила в редакцию 02.04.2019

Поступила с доработки 24.12.2019

Принята к публикации 25.12.2019