

УДК 622.276

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-1-69-77

ПРОГНОЗ ОТЛОЖЕНИЯ СУЛЬФАТНЫХ СОЛЕЙ КАЛЬЦИЯ, БАРИЯ И СТРОНЦИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Фарит Азатович Шарипов¹✉, Елизавета Юрьевна Вобликова²,
Татьяна Алексеевна Киреева³, Вячеслав Шарифуллович Мухаметшин⁴,
Руслан Альбертович Гилязетдинов⁵

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; farit.sharipov.2017@mail.ru ✉

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; voblikova.e.yu@mail.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ta_kireeva@mail.ru

⁴ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия; vsh@of.ugntu.ru

⁵ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, Октябрьский, Россия; gilyazetdinov_2023@mail.ru

Аннотация. В работе проведен прогноз отложения сульфатных солей кальция, бария и стронция для нефтегазоконденсатного месторождения Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области. Прогноз отложения солей осуществлен как с помощью аналитического расчета по методике Оддо и Томсона, так и с помощью термодинамического моделирования. В результате определения количества сульфатных солей, возможных к выпадению, установлено насколько может снизиться проницаемость призабойной зоны пласта и дебит добывающих скважин по нефти за счет выпадения гипса, барита и целестина.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область, солеотложение, отложение сульфатных солей в добывающих скважинах, аналитический метод Оддо и Томсона, поддержание пластового давления, термодинамическое моделирование

Для цитирования: Шарипов Ф.А., Вобликова Е.Ю., Киреева Т.А., Мухаметшин В.Ш., Гилязетдинов Р.А. Прогноз отложения сульфатных солей кальция, бария и стронция при разработке нефтегазоконденсатного месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2025. № 1. С. 69–77.

FORECAST OF CALCIUM, BARIUM AND STRONTIUM SULFATE SALT DEPOSITS DURING DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF THE NEPA-BOTUOBINSKAYA ANTECLISE (EASTERN SIBERIA)

Farit A. Sharipov¹✉, Elizaveta Yu. Voblikova², Tatyana A. Kireeva³,
Vyacheslav Sh. Mukhametshin⁴, Ruslan A. Gilyazetdinov⁵

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; farit.sharipov.2017@mail.ru ✉

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; voblikova.e.yu@mail.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ta_kireeva@mail.ru

⁴ Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University, Oktyabrsky, Russia; vsh@of.ugntu.ru

⁵ Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University, Oktyabrsky, Russia; gilyazetdinov_2023@mail.ru

Abstract. The paper presents a forecast of calcium, barium and strontium sulfate salt deposition for the Nepa-Botuoba oil and gas condensate field. The salt deposition forecast was made using both analytical calculations by the Oddo and Thomson method and thermodynamic modeling. As a result of determining the amount of sulfate salts that could precipitate, it was established how much the permeability of the bottomhole formation zone and the oil production rate of producing wells could potentially decrease due to the precipitation of gypsum, barite and celestine.

Keywords: Nepa-Botuoba oil and gas region, salt deposition, sulfate salt deposition in producing wells, Oddo and Thomson analytical method, reservoir pressure maintenance, thermodynamic modeling

For citation: Sharipov F.A., Voblikova E.Yu., Kireeva T.A., Mukhametshin V.Sh., Gilyazetdinov R.A. Forecast of calcium, barium and strontium sulfate salt deposits during development of the Nepa-Botuoba antecline oil and gas condensate field (Eastern Siberia). *Moscow University Geol. Bull.* 2025; 1: 69–77. (In Russ.).

Введение. Восточная Сибирь является относительно новым и быстро развивающимся нефтегазодобывающим регионом страны. В период существования СССР на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) было открыто несколько крупных месторождений нефти и газа, однако освоение запасов углеводородов (УВ) откладывалось из-за значительной удаленности от потребителей энергоресурсов и инфраструктурных ограничений. Вследствие этого промышленная добыча нефти и газа началась немногим более 10 лет назад с момента запуска магистрального нефтепровода Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) и магистрального газопровода Сила Сибири. Совместно с вводом в разработку месторождений, открытых на территории Непско-Ботуобинской НГО, стали актуальными проблемы, осложняющие процессы добычи УВ, одной из которых является отложение неорганических солей (НОС).

Солеотложение — процесс выпадения из раствора различных неорганических соединений, который происходит в результате формирования перенасыщенных растворов как в смеси пластовой и закачиваемой воды (смещение «несовместимых» вод), так и в результате изменения термобарических условий (снижение температуры и давления при подъеме и транспортировке добываемой продукции) [Кащавцев, Мищенко, 2004; Киреева, 2017]. Отложение минералов в призабойной зоне пласта (ПЗП), в насосно-компрессорных трубах и в наземном оборудовании системы сбора и подготовки приводит к снижению производительности скважин, сокращению межремонтного периода, отказу насосного оборудования и другого дорогостоящего нефтепромыслового оборудования, что, в конечном счете, сказывается на технико-экономических показателях разработки месторождения.

К основным видам НОС, образующихся во время разработки нефтяных и газовых месторождений, относятся: сульфатные соли (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, ангидрит CaSO_4 , барит BaSO_4 , целестин SrSO_4), карбонатные соли (кальцит CaCO_3 , магнезит MgCO_3) и хлоридные соли (галит NaCl). Данные осадки редко представлены чистыми минералами, чаще их смесью с другими соединениями. Так, помимо основных компонентов в составе неорганических солей практически всегда присутствуют продукты коррозии (оксиды, гидроксиды, сульфиды и карбонаты железа), кремнезем, а также органические вещества (асфальтены, парафины и смолы) [Кащавцев, Мищенко, 2004].

С целью предупреждения процессов образования отложений неорганических солей преимущественно используются химические и технологические приемы [Кащавцев, Мищенко, 2004]. Химические и химико-технологические методы основаны на добавлении в закачиваемые воды специальных растворов-ингибиторов, препятствующих процессу отложения неорганических солей, а также

десульфатировании закачиваемой воды (метод обратного осмоса), насыщении ее хлоридом натрия и т.д. Используется также оборудование со специальными гладкими покрытиями, которое препятствует образованию «зародышей» кристаллизации и увеличению скорости прокачки с целью вывести солеобразование на поверхность. Однако основным методом предупреждения солеобразования является все же применение ингибиторов. Но для использования ингибиторов необходимо, прежде всего, определить, какой вид соли будет отлагаться, потому что ингибиторы имеют узко направленное действие, и должны добавляться в закачиваемые воды до начала процесса солеотложения.

Для месторождений нефти и газа на территории Непско-Ботуобинской НГО характерны хлоридное и сульфатное солеотложение, в меньшей мере карбонатное [Салихов, Костюк, 2020]. На образование данных неорганических солей оказывают влияние климатические и геологические особенности месторождений.

Для некоторых месторождений характерны низкая пластовая температура ($T_{\text{пл}}$) флюида ($+14^\circ\text{C}$), добавочно снижающаяся во время подъема добываемой продукции за счет влияния многолетнемерзлых пород (ММП), распространенных на глубину до 600 м, и аномально низкие пластовые давления ($P_{\text{пл}}$) (на некоторых месторождениях начальные $P_{\text{пл}}$ ниже гидростатического давления на 29 %), которые зачастую ниже давления насыщения ($P_{\text{нас}}$) [Кусов, 2014].

Пластовые воды продуктивных горизонтов представлены крепкими рассолами хлор-кальциевого типа с минерализацией ($M_{\text{общ}}$) до 600 г/л [Зимин и др., 2020].

Поровое пространство терригенных продуктивных пластов в силу особенностей осадконакопления в регионе и в результате действия палеотектонических процессов может быть заполнено катагенным галитом (NaCl), который может растворяться в случае закачки пресных и слабоминерализованных вод [Зимин и др., 2020].

Отложение хлористого натрия (NaCl) на нефтяных и газовых месторождениях Непско-Ботуобинской НГО происходит из-за образования насыщенных растворов хлорида натрия, которые формируются при продвижении вглубь пласта закачиваемой воды, которая растворяет катагенный галит и постепенно достигает насыщения по NaCl . В результате к добывающей скважине поступает насыщенный солевой раствор, который при снижении термобарических условий, особенно при эксплуатации при давлении ниже $P_{\text{нас}}$, что сопровождается дегазацией и испарением раствора, «отдает» часть галита в виде твердого осадка. Удаление данного типа отложений осуществляется при помощи периодических промывок скважин пресной водой, однако данное мероприятие может приводить к перегреву узлов погружных электродвигателей (ПЭД) и гидрозащит, а также к механическим повреждениям

кабеля при смене глубинно-насосного оборудования (ГНО) [Салихов, Костюк, 2020]. Однако в рассматриваемом случае катагенный галит в породах отсутствовал, поэтому вероятность отложения NaCl не рассматривается.

Отложение гипса происходит в результате смешения закачиваемых вод с высоким содержанием сульфат-иона с хлоридно-кальциевыми водами продуктивных пластов с меньшим содержанием сульфат-иона. Также на увеличение сульфат-иона в растворе может оказывать влияние растворение и выщелачивание сульфат содержащих минералов продуктивных пластов. Для удаления отложений гипса из призабойной зоны пласта (ПЗП) и внутри-скважинного оборудования применяются различные технологии: щелочно-кислотная конвертация гипсовых отложений (ЩКО), обработка раствором соляной кислоты с комплексоном, термокислотная обработка, обработка солевыми растворами, растворение отложений раствором комплексонов [Салихов и др., 2023].

В настоящее время на месторождениях Непско-Ботуобинской НГО отложения карбонатов встречаются в виде незначительного налета карбоната кальция (CaCO_3) менее 1 мм на поверхности погружных электродвигателей (ПЭД) [Калинкина и др., 2016]. Увеличение интенсивности отложений карбонатов кальция и магния на месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы прогнозируется на заключительных стадиях разработки месторождений в результате снижения пластового давления ниже $P_{\text{нас}}$, приводящего к снижению парциального давления углекислого газа, необходимого для поддержания карбонатного равновесия. Для удаления данных отложений в ПЗП и ГНО используется 12 % раствор соляной кислоты [Кащавцев, Мищенко, 2004].

Также на месторождениях Непско-Ботуобинской НГО возможно образование малорастворимого целестина и практически нерастворимого барита, растворимости которых составляют (в г/л, при ст. усл.) $1,4 \cdot 10^{-3}$ и $2,3 \cdot 10^{-5}$ соответственно, потому что барий и стронций являются гидрохимическими аналогами кальция, их накопление в хлоридных растворах аналогично накоплению кальция. Отложения сульфата бария и сульфата стронция в отличие от гипса практически не растворяются даже сильными кислотами, а используемые в промышленной практике водные растворы солей этилдиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) для удаления целестина и солей диэтелентриаминпентауксусной кислоты (ДТПА) для удаления барита в условиях низких пластовых температур, характерных для месторождений Непско-Ботуобинской НГО, из-за низкой скорости реакции являются малоэффективными [Бриков, Маркин, 2018]. Кроме того, отложение барита практически всегда сопровождается образованием радиоактивных осадков радиобарита ($\text{Ba}(\text{Ra})\text{SO}_4$), формирование которого связано с изоморфным замещением радием бария в кристаллической ре-

шетке BaSO_4 . Этот процесс происходит потому, что радий является геохимическим аналогом бария, содержится всегда в пластовых и остаточных водах нефтегазовых залежей, но не образует самостоятельную минеральную фазу, вследствие крайне малого кларка [Киреева, 2023]. Накопление этих радиоактивных осадков на объектах сбора и подготовки нефти и газа представляет опасность для сотрудников производства, вследствие чего особую важность приобретает прогноз отложения именно сульфатов бария и стронция. Однако на текущий момент нефтегазодобывающие предприятия практически не определяют содержание ионов бария и стронция в пластовых водах, а прогноз солеотложения основывается на химических анализах вод, учитывающих только содержание макрокомпонентов (Cl^- , SO_4^{2-} , $(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-})$, $(\text{Na}^+ + \text{K}^+)$, Ca^{2+} , Mg^{2+}).

Целью данной работы является установление значимости отложения гипса, целестина и барита в добывающих скважинах одного из месторождений Непско-Ботуобинской НГО. Для этого следовало, во-первых, при помощи аналитических расчетов по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона определить возможность сульфатного солеотложения, во-вторых, дать количественную оценку отложений гипса, целестина и барита с использованием термодинамического (гидрохимического) моделирования [Кащавцев, Мищенко, 2004]. Затем, с учетом дебитов скважин требовалось рассчитать максимальное количество соли, которая может выпасть в продуктивном пласте, и определить, насколько потенциально может снизиться проницаемость ПЗП за счет выпадения рассматриваемых минералов.

Фактические данные и полученные результаты. Прогноз отложения сульфатных солей кальция, бария и стронция был проведен для нефтегазоконденсатного месторождения Непско-Ботуобинской НГО Лено-Тунгусского НГБ (название месторождения запрещено для публикации недропользователем). Основным объектом разработки на месторождении является ботуобинский горизонт, отложения которого представлены мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками буюской свиты нижней под-свиты вендского возраста. Песчаники массивные, местами горизонтально- и косо-слоистые, средне- и слабосцементированные. По минералогическому составу породы мономиктовые и олигомиктовые с незначительным содержанием полевых шпатов. Обломочный материал хорошо отсортирован. Цементом породы служат гипс, доломит, гидрослюда, реже ангидрит и кварц, количество цемента изменяется от долей процента до 6,8 %, тип цементации порово-пленочный, контактный. Флюидоупором для продуктивного пласта ботуобинского горизонта служит пачка доломитов с прослоями ангидритов верхней под-свиты буюской свиты толщиной порядка 20 м.

Средняя толщина продуктивного пласта составляет порядка 18 м, при средней глубине кровли

пласта в 1900 м. Для залежей характерно аномально низкое $P_{пл}$ (начальное $P_{пл}$ — 14,5 МПа), средняя $T_{пл}$ составляет ~14 °С.

Коллекторы характеризуются высокой проницаемостью (абсолютная проницаемость — 0,25 мкм²), высокой песчанистостью (коэффициент песчанистости — 0,67 доли ед.) и низкой расчлененностью (коэффициент расчлененности — 2 ед.) при средней открытой пористости 0,146.

В плане гидрогеологического районирования месторождение расположено на юго-западном приподнятом крыле Якутского артезианского бассейна. Гидрогеологический разрез на рассматриваемой территории имеет ярусное строение. Так, верхний ярус представлен преимущественно осадочными, тектонически ненарушенными аллювиальными отложениями четвертичного и нижнеюрского возраста, а также карбонатно-терригенными породами верхнего-среднего кембрия (бордонская свита), где сосредоточены пресные и слабоминерализованные воды. Нижний гидрогеологический ярус сложен терригенными, карбонатными, реже магматическими, в различной степени трещиноватыми (закарстованными) породами ниже-среднекембрийского, нижекембрийского межсолевого, нижекембрийского подсолевого и вендского водоносного комплексов. Характерной особенностью геологического строения нижнего яруса является присутствие пластов каменной соли в породах нижнего кембрия (чарская свита) и интенсивная тектоническая нарушенность пластов дизъюнктивного и пликативного типов. Для пластовых вод нижнего гидрогеологического яруса характерна высокая минерализация (более 200 г/л) и высокая плотность (более 1,2 г/см³). По классификации В.А. Сулина воды представлены всеми типами: хлор-кальциевый (ХК), гидрокарбонатно-натриевый (ГКН), сульфатно-натриевый (СН) и хлоридно-магниевый (ХМ), с резким преобладанием ХК типа [Киреева, 2017; Чистякова и др., 2020].

Разработка месторождений осуществляется горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка в 750 м. Средняя обводненность добываемой продукции по эксплуатационному объекту составляет порядка 40 %. Система поддержания пластового давления (ППД) осуществляется закачкой воды в горизонтальные скважины по однорядной системе внутриконтурного заводнения, при которой в поперечном направлении «чередуются» ряд добывающих и ряд нагнетательных скважин.

В качестве источника водоснабжения для ППД на ранних стадиях разработки месторождения применялись воды поверхностных источников (рек, водохранилищ) и подземные источники (пресные и слабоминерализованные воды бордонской свиты среднего кембрия). На текущий момент большая доля закачки приходится на подтоварную воду ботубинского горизонта (табл. 1), которая представляет собой смесь пластовой воды с пресной техногенной водой. Подтоварная вода образуется

в результате отстаивания нефти в резервуарах на установках по подготовке нефти (УПН). В дальнейшем подтоварная вода очищается от механических примесей, тонкоэмульгированной нефти и различных химических реагентов для последующей закачки в пласт. По химическому составу подтоварная вода достаточно близка к пластовым водам месторождения и относится к рассолам ХК типа, однако значения $M_{общ}$ подтоварной воды значительно ниже, чем в пластовых водах. Вероятно, это происходит в результате обессоливания нефти (смешение обезвоженной нефти с пресной водой для удаления содержащихся в нефти солей) на УПН, вследствие чего полученный раствор становится более пресным. Также в подтоварной воде макрокомпонентный состав отличается от такового в пластовых водах, которые представлены пробами со скв № 1–9 (табл. 1). Химический состав пластовой и подтоварной воды получен по результатам анализов в лаборатории научно-исследовательского производственного института недропользователя, в которых, кроме макрокомпонентного состава, было определено также содержание солеобразующих микроэлементов Ba^{2+} и Sr^{2+} . Интересно отметить пониженное содержание ионов Ba^{2+} и Sr^{2+} по отношению к Ca^{2+} . По данным работы [Киреева, Корзун, 2022] во многих пластовых рассолах нефтегазовых месторождений отношение $Ca:Sr:Ba$ составляет 100:10:0,01, что аналогично соотношению данных ионов в океанической воде. В исследуемых же водах отношение $Ca:Sr:Ba$ составляет приблизительно 100:1:0,001 (табл. 1).

С целью изучения возможности выпадения гипса, целестина и барита на месторождении и расчета максимального количества соли, которая может выпасть в осадок, были использованы пробы воды с некоторых добывающих скважин и с блочной-кустовой насосной станции (БКНС), компонентный состав и показатели которых представлены в табл. 1. Из полученных данных видно, что все пробы пластовой воды (скв. № 1–9) и подтоварная вода имеют только ХК тип по В.А. Сулину, но соотношения ионов различаются. Так, в водах из скв. № 1, 2, 6, 7 и 9 резко преобладает хлорид кальция (до 70 экв. %). В воде скв. 8 преобладает хлорид магния (42 экв. %). К подтоварной воде наиболее близки по составу воды из скв. № 3–5, в солевом составе которых преобладает хлорид натрия (до 79 экв. %).

Для прогноза отложения сульфатных солей на данном месторождении использован аналитический метод Оддо и Томсона, позволяющий рассчитать стабильность растворов при различных термобарических условиях, ионной силы раствора и содержания солеобразующих ионов. Прогноз солеотложения по данному методу осуществляется при помощи индекса насыщения, вычисляемый по следующей формуле:

$$SI = \lg \frac{[Kt^{2+}][An^{2+}]}{K}, \quad (1)$$

Таблица 1

Показатели химического состава добываемых вод на одном из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы, ХК тип по В.А Сулину

№	Дата отбора проб	Генезис воды и место отбора проб	pH	Плотность, г/см ³	М, г/л	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Формула Курлова
						г/дм ³								
1	31.03.2024	Пластовая вода, скв. №1	4,84	1,26	292,95	0,05	194,97	0,18	74,15	21,89	0,10	0,002	1,61	M _{291,34} $\frac{Cl\ 100}{Ca67\ Mg33}$
2	31.03.2024	Пластовая вода, скв. №2	4,73	1,27	263,85	0,06	174,59	0,20	69,14	17,63	0,69	0,002	1,54	M _{262,31} $\frac{Cl\ 100}{Ca70\ Mg30}$
3	03.04.2024	Пластовая вода, скв. №3	4,5	1,27	376,00	0,05	233,08	0,10	11,02	9,72	120,25	0,002	1,78	M _{374,23} $\frac{Cl\ 100}{Na79\ Mg12\ Ca9}$
4	06.04.2024	Пластовая вода, скв. №4	4,99	1,22	254,37	0,14	156,87	0,13	33,07	3,04	58,19	0,002	2,93	M _{251,43} $\frac{Cl\ 100}{Na57\ Ca37\ Mg6}$
5	06.04.2024	Пластовая вода, скв. №5	5,25	1,14	459,85	0,09	289,90	0,12	30,26	18,29	118,75	0,002	2,44	M _{457,35} $\frac{Cl\ 100}{Na63\ Mg19\ Ca18}$
6	06.04.2024	Пластовая вода, скв. №6	4,2	1,24	171,14	0,04	7,74	0,01	82,64	0,20	78,71	0,002	1,79	M _{438,38} $\frac{Cl\ 100}{Ca55\ Na45}$
7	13.04.2024	Пластовая вода, скв. №7	4,51	1,29	367,07	0,07	238,66	0,14	88,12	17,55	20,61	0,002	1,92	M _{365,15} $\frac{Cl\ 100}{Ca65\ Mg22\ Na13}$
8	11.04.2024	Пластовая вода, скв. №8	5,59	1,14	213,41	0,09	148,74	0,05	18,25	18,25	26,64	0,002	1,39	M _{219,58} $\frac{Cl\ 100}{Mg42\ Na32\ Ca26}$
9	13.04.2024	Пластовая вода, скв. №9	5,03	1,22	302,81	0,17	199,11	0,20	74,88	18,67	8,15	0,002	1,63	M _{301,15} $\frac{Cl\ 100}{Ca66\ Mg28\ Na6}$
10	09.03.2024	Подтоварная вода	5,26	1,15	96,99	0,05	61,15	0,23	13,03	2,61	19,82	0,002	0,28	M _{96,71} $\frac{Cl\ 100}{Na50\ Ca38\ Mg12}$

где SI — индекс насыщения (выпадение солей предполагается при SI > 0), ед.; $[Kt^{2+}][An^{2+}]$ — произведение молярных концентраций в растворе солеобразующих катиона и аниона соответственно; K — константа произведения растворимости при равновесном состоянии, при вычислении которой учитываются температура, давление, ионная сила раствора и эмпирические коэффициенты, взятые из справочных данных [Кащавцев, 2004].

Расчет индекса насыщения пластовых вод ботуобинского горизонта вендского возраста гипсом, целестином и баритом проводился для закачки подтоварной воды для пропорций смесей с шагом в 10 %. Исходя из того, что закачиваемая подтоварная и пластовая воды имеют приблизительно одинако-

вую температуру (~14 °C), в расчете значение температуры принималось равной T_{пл}. В силу того, что принимаемая в расчетах температура ниже + 50 °C, эмпирические коэффициенты брались для гипса. Вид образующихся сульфатов кальция зависит от температуры: при температуре ниже 50 °C образуется гипс, а при более высокой температуре — ангидрит [Лурье, 1989]. Величина давления в расчете принималась равной P_{пл}. Несмотря на то, что при разработке давление вблизи нагнетательной скважины больше P_{пл}, а вблизи добывающей — меньше, в прогнозе сульфатного солеотложения данное изменение давления (в пределах десятков МПа) можно не учитывать, так как это практически не отражается на растворимости этих сульфатных солей [Лурье, 1989].

Таблица 2

Значение величины индекса насыщения (SI)
для различных пропорций смешения растворов
при прогнозе выпадения гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

№ сква- жины	Пропорции смешения								
	90/10	80/20	70/30	60/40	50/50	40/60	30/70	20/80	10/90
Значение SI для гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ при закачке подтоварной воды									
1	0,51	0,18	0,02	-0,13	-0,27	-0,39	-0,51	-0,63	-0,74
2	0,35	0,04	-0,09	-0,21	-0,33	-0,43	-0,54	-0,64	-0,74
3	-0,68	-0,90	-0,93	-0,96	-0,98	-0,99	-0,99	-0,96	-0,93
4	-0,42	-0,63	-0,67	-0,70	-0,74	-0,77	-0,80	-0,82	-0,84
5	0,31	-0,05	-0,22	-0,39	-0,53	-0,65	-0,75	-0,83	-0,87
6	-0,61	-0,65	-0,59	-0,58	-0,58	-0,60	-0,63	-0,68	-0,75
7	0,81	0,43	0,22	0,04	-0,14	-0,30	-0,45	-0,59	-0,72
8	-1,02	-1,13	-1,09	-1,05	-1,02	-0,99	-0,97	-0,94	-0,90
9	0,56	0,22	0,05	-0,10	-0,24	-0,37	-0,50	-0,62	-0,73

Примечание: в пропорциях смешения первое число соответ-
ствует содержанию пластовой воды в смеси.

Таблица 3

Значение величины индекса насыщения (SI)
для различных пропорций смешения растворов
при прогнозе выпадения целестина SrSO_4

№ сква- жины	Пропорции смешения								
	90/10	80/20	70/30	60/40	50/50	40/60	30/70	20/80	10/90
Значение SI для целестина SrSO_4 при закачке подтоварной воды									
1	1,00	0,73	0,58	0,43	0,28	0,12	-0,03	-0,20	-0,37
2	0,88	0,62	0,48	0,35	0,21	0,07	-0,07	-0,22	-0,37
3	0,66	0,44	0,35	0,25	0,14	0,03	-0,10	-0,22	-0,37
4	0,67	0,47	0,40	0,32	0,23	0,14	0,03	-0,10	-0,27
5	1,28	1,00	0,84	0,67	0,49	0,31	0,13	-0,07	-0,29
6	-0,10	-0,10	-0,07	-0,07	-0,09	-0,14	-0,20	-0,29	-0,40
7	1,23	0,94	0,77	0,60	0,42	0,24	0,06	-0,13	-0,33
8	-0,01	-0,12	-0,12	-0,15	-0,18	-0,22	-0,28	-0,35	-0,43
9	1,05	0,77	0,62	0,46	0,30	0,14	-0,02	-0,19	-0,36

Примечание: см. примечание к табл. 2.

В результате анализа данных, полученных для прогноза сульфатного солеотложения (табл. 2), можно заключить, что при закачке подтоварной воды отложению гипса подвержены скважины № 1, 2, 5, 7 и 9 при следующих пропорциях смешения: 90/10, 80/20, 70/30 и 60/40. Следует отметить, что наибольшие значения индекса насыщения (SI) для гипса отмечаются в случае смешения пластовой и нагнетаемой воды в пропорции 90/10 соответственно.

В результате анализа данных, представленных в табл. 3, можно заключить, что при закачке подтоварной воды отложению целестина подвержены скважины № 1, 2, 3, 4, 5, 7 и 9 при следующих про-

Таблица 4

Значение величины индекса насыщения (SI)
для различных пропорций смешения растворов
при прогнозе выпадения барита BaSO_4

№ сква- жины	Пропорции смешения								
	90/10	80/20	70/30	60/40	50/50	40/60	30/70	20/80	10/90
Значение SI для барита BaSO_4 при закачке подтоварной воды									
1	-1,10	-1,00	-0,79	-0,63	-0,53	-0,50	-0,53	-0,65	-0,94
2	-0,68	-0,67	-0,55	-0,46	-0,42	-0,43	-0,50	-0,64	-0,93
3	-0,88	-0,85	-0,69	-0,59	-0,52	-0,51	-0,56	-0,68	-0,95
4	-0,25	-0,37	-0,35	-0,34	-0,37	-0,42	-0,51	-0,67	-0,95
5	-2,04	-1,73	-1,34	-1,03	-0,80	-0,66	-0,62	-0,69	-0,95
6	-1,02	-0,91	-0,74	-0,63	-0,57	-0,56	-0,60	-0,72	-0,97
7	-1,96	-1,67	-1,29	-0,99	-0,77	-0,64	-0,61	-0,69	-0,94
8	-0,51	-0,57	-0,50	-0,47	-0,47	-0,50	-0,57	-0,70	-0,97
9	-1,07	-0,97	-0,76	-0,61	-0,51	-0,48	-0,52	-0,65	-0,93

Примечание: см. примечание к табл. 2.

порциях смешения: 90/10, 80/20, 70/30, 60/40, 50/50, 40/60 и 30/70. Следует отметить, что наибольшие значения индекса насыщения (SI) для целестина отмечаются в случае смешения пластовой и нагнетаемой воды в пропорции 90/10 соответственно, т. е. солеотложение происходит не в непосредственной близости от нагнетательной скважины, а на некотором отдалении.

Анализ данных, представленных в табл. 4, показал, что при закачке подтоварной воды барит не выпадет в осадок, так как индекс насыщения (SI) меньше нуля. Прежде всего это связано с низким содержанием Ba^{2+} в пластовых водах (менее 2 мг/л), вероятно, вследствие низкой пластовой температуры (14 °C) и достаточно высокого содержания сульфат-ионов (более 100 мг/л) в пластовых водах на рассматриваемом месторождении. Известно, что увеличение содержание Ba^{2+} стимулирует увеличение температуры раствора [Киреева, Корзун, 2022], а основным ограничительным условием для содержания Ba^{2+} является концентрация в водах сульфат-иона, который при содержании более 60 мг/л практически полностью выводит Ba^{2+} из раствора [Шварц, 2003].

В результате расчета величины индекса насыщения для гипса, барита и целестина по ряду скважин одного из месторождений Непско-Ботуботинской антеклизы можно заключить, что на данном месторождении существует риск выпадения труднорастворимого целестина и слаборастворимого гипса в поровом пространстве продуктивного пласта. Однако аналитический метод прогноза солеотложения Оддо и Томсона, широко используемый в промышленной практике, не позволяет рассчитать количество соли, выпадающей в осадок. Между тем для решения промышленных задач необходимо определить какое количество соли может образоваться в нефтепромысловом оборудовании, так как именно количество образующихся минеральных отложений

Таблица 5

Результаты расчета выпадения гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ для различных пропорций смешения растворов

№ сква- жины	Пропорции смешения								
	90/10	80/20	70/30	60/40	50/50	40/60	30/70	20/80	10/90
Количество гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ в мг/л, выпадающего в осадок									
1	604	1850	3140	2836	2253	1676	1193	731	382
2	606	1844	3130	2784	2190	1644	1186	724	378
3	607	1629	2672	2518	2018	1524	1127	701	369
4	608	1748	2899	2654	2105	1568	802	708	373
5	612	1656	2702	2539	2045	1530	1132	707	371
6	610	1843	3166	3016	2324	1705	1252	763	405
7	605	1724	2916	2639	2103	1573	1150	702	374
8	541	1555	2580	2362	1874	1396	713	630	332
9	634	1943	3298	2978	2365	1759	1252	767	401

Примечание: см. примечание к табл. 2.

негативно влияет на технологические процессы и работу оборудования — чем больше по массе образуется отложений, тем больше вероятность «засоления» оборудования и сбоев технологических процессов [Бриков, Маркин, 2018].

Дополнить аналитические расчеты по методике Оддо и Томсона позволяют методы термодинамического моделирования геохимических процессов [Борисов, Шваров, 1992], которые позволяют не только определить количество отлагающейся соли, но и учесть в расчете компоненты состава минералов вмещающих пород, которые могут перейти в раствор, а также состав растворенных органических веществ и газов. Расчет процесса образования сульфатных отложений в данной работе выполнен в программном комплексе IPM-PVTr (разработчик PETEX) в модуле Salt Mar. Программа IPM-PVTr используется для создания интегрированных моделей термодинамических свойств пластовых флюидов, а также программный комплекс позволяет рассчитать состав смешивающихся вод и количество образовавшихся солеотложений в широком диапазоне термобарических условий.

В качестве исходных данных для моделирования заданы: физико-химические свойства пластовых флюидов (компонентный состав газоконденсата, молярная масса, плотность и газосодержание пластовой нефти, химические составы пластовой и подтоварной вод), термобарические условия ($T_{пл}$, начальное $P_{пл}$ и давление насыщения) и обводненность добываемой продукции. Расчеты проводились для пропорций смесей пластовой и подтоварной вод с шагом в 10 %. Давление и температура принимались равными пластовым условиям.

Результаты прогноза отложения солей с применением термодинамического моделирования подтвердили прогноз солеотложения по методу Дж.Е. Оддо и М.Б. Томпсона: возможность выпадения сульфат-

Таблица 6

Результаты расчета выпадения целестина SrSO_4 для различных пропорций смешения растворов

№ сква- жины	Пропорции смешения								
	90/10	80/20	70/30	60/40	50/50	40/60	30/70	20/80	10/90
Количество целестина SrSO_4 в мг/л, выпадающего в осадок									
1	98	182	316	267	207	154	102	62	31
2	99	182	314	257	196	145	101	60	26
3	99	221	230	338	270	204	150	94	80
4	100	164	270	234	182	132	95	58	31
5	122	273	326	392	325	218	162	106	81
6	100	182	321	301	220	156	112	67	35
7	53	253	388	231	181	133	95	57	30
8	89	146	241	208	162	118	85	52	27
9	103	191	332	280	218	162	107	65	33

Примечание: см. примечание к табл. 2.

ных солей кальция и стронция и невозможность образования отложений барита. Также были получены данные по количеству отлагающихся гипса и целестина, которые представлены в табл. 5 и 6.

При закачке подтоварной воды отложению гипса подвержены все рассматриваемые скважины месторождения (табл. 5). Наибольшее количество осадка образуется при пропорции смешения 70/30, где первое число соответствует доле пластовой воды в смеси. Анализируя данные по каждой скважине, можно заключить, что наибольшее количество гипса может выпасть в скважине № 9 (3298 мг/л), наименьшее — в скважине № 8 (2580 мг/л).

При закачке подтоварной воды отложению целестина подвержены все рассматриваемые скважины месторождения (табл. 6). Наибольшее количество осадка образуется при пропорции смешения 70/30, т.е. аналогично закономерности выпадения гипса. Анализируя данные по каждой скважине, можно заключить, что наибольшее количество целестина может выпасть в скважине № 7 (388 мг/л), наименьшее — в скважине № 3 (230 мг/л).

Усредненный по всем скважинам месторождения график выпадения гипса и целестина для различных пропорций смешения раствора представлен на рис. 1, где первая точка соответствует 100 %-ному содержанию пластовой воды месторождения НБА. При любых пропорциях смешения барит не выпадает в осадок. При добавлении 10 % подтоварной воды в растворе начинает выпадать в осадок гипс и целестин. Дальнейшее добавление подтоварной воды в раствор также способствует выпадению сульфатных солей кальция и стронция в осадок. При содержании подтоварной воды в смеси в 30 % образуется максимальное количество осадка: в среднем по скважинам гипса — 2945 мг/л, целестина — 304 мг/л. Дальнейшее добавление подтоварной воды в раствор также способствует выпадению сульфатных солей

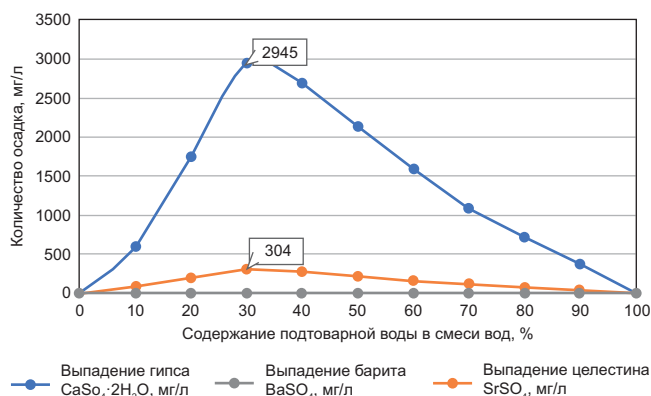


Рис. 1. Зависимость количества образующихся сульфатных солей от содержания подтоварной воды при смешении с пластовой водой (пластовые условия)

кальция и стронция в осадок, однако количество отложений гипса и целестина постепенно убывает.

Применение термодинамического моделирования позволило определить максимальное количество сульфатных солей кальция и стронция при смешении высокоминерализованных пластовых вод исследуемого месторождения с подтоварной водой. Так, в среднем по рассматриваемым скважинам из 1 л смеси суммарно может выпасть порядка 3,25 г солей. Следует отметить, что средняя приемистость нагнетательных скважин на месторождении составляет порядка 200 м³/сут, вследствие этого максимальное количество гипса может составить 2,945 г/л · 200000 л/сут = 589000 г/сут, т.е. 589 кг/сут. Максимальное количество целестина может образоваться: 0,3 г/л · 200000 л/сут = 60000 г/сут, т.е. 60 кг/сут. Суммарное количество сульфатных солей при максимальном выпадении составляет 649 кг/сут. Образование такого огромного количества выпадающих солей вполне возможно на нефтепромыслах. В частности, известно, что на Арланском месторождении закачка вод р. Белая в нефтеносные горизонты нижнего карбона приводила к образованию гипсовых пробок, которые полностью останавливают работу добывающих скважин за несколько суток.

Прогноз снижения проницаемости ПЗП в результате сульфатного солеотложения. Одним из наиболее негативных факторов, возникающих при техногенном солеотложении, является ухудшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, а именно — проницаемости. Результаты экспериментов по снижению проницаемости образцов керна при прокачке минерализованной воды приведены в работе [Абукова и др., 2012], а в работе [Киреева и др., 2017] была дана оценка снижения проницаемости коллектора в результате сульфатного солеотложения.

Проведем оценку ухудшения коэффициента проницаемости терригенного коллектора при выпадении гипса и целестина для рассматриваемого месторождения.

Максимальное выпадение неорганических солей по результатам термодинамического моделирования

составило до 2,95 г/л гипса и 0,3 г/л целестина, что при плотности гипса 2,3 г/см³ и целестина 4 г/см³ составляет 1,28 см³ сульфата кальция и 0,08 см³ сульфата стронция на 1 дм³ продуктивного пласта (суммарно 1,36 см³ на 1 дм³ породы). Средняя открытая пористость для рассматриваемого месторождения составляет 0,146 доли ед., вследствие чего объем пор на 1 дм³ породы составляет 0,146 дм³. Поэтому при выпадении из раствора 1,33 см³ сульфатных солей объем порового пространства уменьшится на данную величину и составит 0,144 дм³, что на 1 % ниже от первоначального значения.

Исходя из известных значений коэффициента проницаемости (абсолютная проницаемость 0,25 мкм²) и пористости (открытая пористость 0,146 доли ед.) для продуктивного пласта ботубинского горизонта, рассчитаем радиус порового канала до отложения солей по зависимости проницаемости от размера пор, получаемой из соотношения уравнений Пуазейля и Дарси:

$$k_{\text{пр}} = \frac{r^2 m}{8}, \quad (2)$$

где $k_{\text{пр}}$ — коэффициент проницаемости, r — радиус порового канала, m — пористость горной породы; отсюда:

$$r = \sqrt{\frac{8k_{\text{пр}}}{m}}. \quad (3)$$

Радиус порового канала до отложения сульфатов кальция и стронция по данному уравнению составил 3,7 мкм. Если считать, что объем порового канала выражается как объем цилиндра, радиус которого — это радиус порового канала (r), а высота — длина блока породы (h) 1 дм (10⁷ мкм), то объем пор до отложения сульфатных солей составит:

$$V = \pi r^2 h = 4,28 \cdot 10^8 \text{ мкм}^3. \quad (4)$$

Допустим, что объем канала фильтрации уменьшится на 1 % аналогично уменьшению порового пространства породы и составит 4,23 · 10⁸, следовательно радиус порового канала после выпадения сульфатных солей составит 3,67 мкм.

Коэффициент проницаемости после выпадения гипса и целестина можно оценить по формуле (2):

$$k_{\text{пр}} = (3,6^2 \cdot 0,144)/8 = 0,24 \text{ мкм}^2. \quad (5)$$

В результате после выпадения сульфатных солей кальция и стронция на месторождении Восточной Сибири коэффициент проницаемости снизится с 0,25 мкм² до 0,24 мкм², что на 4 % ниже первоначальных значений.

Исходя из того, что дебит добывающих скважин прямо пропорционален коэффициенту проницаемости, можно заключить, что вследствие образования малорастворимых отложений гипса и целестина дебит добывающих скважин на рассматриваемом месторождении потенциально может снизиться на

4 %. Следует отметить, что с учетом накопительного эффекта, который заключается в постепенной кольматации призабойной зоны пласта, дебит добывающих скважин может снизиться на величину, превышающую численно установленное значение вплоть до остановки работы скважин.

Выводы. 1. Для ботубинского горизонта одного из нефтегазоконденсатных месторождений Непско-Ботубинской антеклизы существует риск выпадения сульфатных солей кальция и стронция вследствие смешения несовместимых вод (подтоварной и пластовой).

2. Прогноз возможного сульфатного солеотложения осуществлялся по аналитической методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона и с помощью термодинамического моделирования в программном комплексе IPRM-PVTr.

3. Термодинамическое моделирование позволило рассчитать максимальное количество сульфат-

ных солей, которые потенциально могут выпасть в осадок для каждой из рассмотренных эксплуатационных скважин месторождения: наибольшее количество гипса может выпасть в скважине № 9 (3298 мг/л), целестина — в скважине № 7 (388 мг/л). Среднее по скважинам выпадение неорганических солей по результатам моделирования составило до 2,95 г гипса и 0,3 г целестина из каждого литра смешивающихся вод.

4. Максимальное количество образующихся сульфатных солей при учете средней приемистости нагнетательных скважин на месторождении в среднем по каждой скважине составляет 649 кг/сут (589 кг/сут гипса и 60 кг/сут целестина).

5. Проведенные расчеты на основе соотношения уравнений Пуазейля и Дарси показали, что в результате отложения сульфатных солей в призабойной зоне пласта дебит добывающих скважин по нефти может снизиться на 4 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Абукова Л.В., Абрамова О.П., Попов С.Н., Анисимов Л.А. Прогноз взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 2(6). С. 12.

Борисов М.В., Шваров Ю.В. Термодинамика геохимических процессов. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1992. 256 с.

Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия. М.: Де Либри, 2018. 355 с.

Зимин С.В., Порошин В.Д., Гримус С.И. Освоение ресурсов углеводородов в засоленных коллекторах Припятского прогиба и юга Сибирской Платформы // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 22–27.

Калинкина Н.В., Чертовских Е.О., Кунаев Р.У. и др. Организация эффективной защиты скважин от солеотложений химическими методами на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 52–57.

Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.

Киреева Т.А. Гидрохимические особенности бария, в связи с техногенными процессами, осложняющими разработку нефтяных месторождений // Труды Всероссийской научной конференции с международным участием «Современная гидрогеология: актуальные вопросы науки, практики и образования». М.: Изд-во Моск. ун-та, 2023. С. 317–321.

Киреева Т.А. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия. М.: МАКС Пресс, 2017. 224 с.

Киреева Т.А., Корзун А.В. Новые данные о повышенном содержании бария в пластовых водах нижнемеловых

и юрских отложений Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2022. № 6. С. 124–128.

Киреева Т.А., Миникаева Р.И., Анисимов Л.А. Прогноз отложения сульфатных солей (с учетом содержания стронция) при эксплуатации нефтяных месторождений // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2017. № 6. С. 55–63.

Кусов Б.Р. Причины аномально низких термобарических параметров некоторых залежей УВ В Восточной Сибири // Недропользование XXI. 2014. № 4 (48). С. 78–80.

Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Химия, 1989. 448 с.

Салихов Р.М., Костюк И.И. Разработка и реализация мероприятий, направленных на увеличение межремонтного периода механизированного фонда скважин ООО «ИНК» // Нефтяное хозяйство. 2020. № 9. С. 55–58.

Салихов Р.М., Чертовских Е.О., Гильмутдинов Б.Р. и др. Опыт борьбы с гипсообразованием в условиях аномально высокой концентрации солеобразующих ионов на Ярактинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 129–132.

Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И. Особенности ионно-солевого состава подземных вод венд-нижнекембрийских отложений Среднеботубинского нефтеконденсатного месторождения на стадии катагенеза // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 3. С. 1–20.

Шварц А.А. Эколого-гидрогеологический анализ состояния подземных вод при региональных исследованиях: Дисс. ... докт. геол.-мин. н. СПб., 2003.

Статья поступила в редакцию 28.10.2024,
одобрена после рецензирования 30.10.2024,
принята к публикации 28.02.2025