

Обзорная статья

УДК 544.351.3

DOI: 10.31857/S0869769825030146

EDN: POCZYA

Прогнозирование солеотложения в нефтяном промысле. Современное состояние, проблемы, задачи

И.С. Трухин[✉], Н.В. Полякова, П.А. Задорожный, С.В. Суховерхов

Иван Сергеевич Трухин

кандидат химических наук, научный сотрудник
Институт химии ДВО РАН, Владивосток, Россия
trukhin@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2747-3265>

Наталья Владимировна Полякова

кандидат химических наук, старший научный сотрудник
Институт химии ДВО РАН, Владивосток, Россия
polyakova@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6596-9205>

Павел Анатольевич Задорожный

кандидат биологических наук, старший научный сотрудник
Институт химии ДВО РАН, Владивосток, Россия
zadorozhny@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-1073-4548>

Святослав Валерьевич Суховерхов

кандидат химических наук, заведующий лабораторией
Институт химии ДВО РАН, Владивосток, Россия
svs28@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0009-0003-1485-1682>

Аннотация. В статье обобщены текущие представления о проблеме солеотложения в нефтепромысловом оборудовании и методических подходах к ее предупреждению. На основе многолетних исследований проблемы солеотложения на различных месторождениях систематизирована информация о составе попутно добываемой и закачиваемой воды и ее роли в процессе солеобразования, а также информация о составе неорганических отложений и механизме их образования. Рассмотрены существующие методы математического моделирования процессов солеотложения в нефтепромысловых системах, оценена их эффективность. Показано, что качественный химический состав как водных растворов, так и отложений из технологических узлов нефтедобывающих предприятий схож вне зависимости от месторождения, тем не менее количественно соотношение компонентов способно отличаться на порядки, причем даже в условиях одного месторождения. Хотя проблема солеотложения к настоящему моменту хорошо изучена, по-прежнему не существует единого универсального методического подхода к предупреждению отложений солей на нефтяном промысле,

который эффективно показывал бы себя в различных условиях. Несмотря на многообразие и широкие возможности современных программных комплексов, результаты математического моделирования не всегда хорошо коррелируют с составом реальных отложений из нефтепромысловых систем. Таким образом, решение проблемы прогнозирования нефтепромысловых солеотложений требует комплексного подхода, включающего экспериментальное моделирование и корректировку используемого метода расчета на основе опыта добычи. Такую задачу способны решить методы искусственного интеллекта, следовательно, развитие методологии прогнозирования солеотложений в нефтепромысловых системах в ближайшем будущем будет развиваться именно в этом направлении.

Ключевые слова: воды нефтяных месторождений, солеотложение, нефтепромысловое оборудование, математическое моделирование химических равновесий, применение искусственного интеллекта в нефтяной промышленности

Для цитирования: Трухин И.С., Полякова Н.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Прогнозирование солеотложения в нефтяном промысле. Современное состояние, проблемы, задачи // Вестн. ДВО РАН. 2025. № 3. С. 146–169. <http://dx.doi.org/10.31857/S0869769825030146>

Благодарности. Авторы благодарят доцента филиала Тюменского индустриального университета в г. Нижневартовске, к.т.н. Андрея Николаевича Маркина за помощь в сборе данных и анализе результатов.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания Института химии ДВО РАН, тема № FWFN-2025-0002. В работе использовали оборудование ЦКП «Дальневосточный центр структурных исследований» ИХ ДВО РАН.

Review article

Prediction of scale deposits in the oilfield. Current status, problems, challenges

I.S. Trukhin, N.V. Polyakova, P.A. Zadorozhny, S.V. Sukhoverkhov

Ivan S. Trukhin

Candidate of Science in Chemistry, Researcher
Institute of Chemistry, FEB RAS, Vladivostok, Russia
trukhin@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2747-3265>

Natalia V. Polyakova

Candidate of Science in Chemistry, Senior Researcher
Institute of Chemistry, FEB RAS, Vladivostok, Russia
polyakova@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0000-0002-6596-9205>

Pavel A. Zadorozhny

Candidate of Science in Biology, Senior Researcher
Institute of Chemistry, FEB RAS, Vladivostok, Russia
zadorozhny@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0002-1073-4548>

Svyatoslav V. Sukhoverkhov

Candidate of Science in Chemistry, Head of Laboratory
Institute of Chemistry, FEB RAS, Vladivostok, Russia
svs28@ich.dvo.ru
<https://orcid.org/0009-0003-1485-1682>

Abstract. The article summarizes current understanding of the problem of scaling in oilfield equipment and methodological approaches to its prevention. Based on years of research into scaling issues across various oilfields, we systematize information regarding the composition of produced and injected water and its role in the scaling process, as well as details about the composition of inorganic deposits and the mechanisms of their formation. We examine existing methods of mathematical modeling for scaling processes in oilfield systems and assess their effectiveness. It is demonstrated that the qualitative chemical composition of both aqueous solutions and deposits from production units in oil enterprises is similar, regardless of the field; however, the quantitative ratios of components can differ by orders of magnitude, even within a single field. Although the problem of scaling has been extensively studied, there is still no universal methodological approach to effectively prevent salt deposits in oilfields under varying conditions. Despite the diversity and capabilities of modern software packages, the results of mathematical modeling do not always correlate well with the actual composition of deposits in oilfield systems. Therefore, addressing the issue of forecasting salt deposits in oilfields requires a comprehensive approach, including experimental modeling and adjustments to the calculation methods based on production experience. Such a problem can be solved by artificial intelligence methods, therefore, the development of the methodology for forecasting salt deposits in oilfield systems in the near future will develop in this direction.

Keywords: oilfield waters, salt deposition, oilfield equipment, mathematical modeling of chemical equilibria, application of artificial intelligence in the oil industry

For citation: Trukhin I.S., Polyakova N.V., Zadorozhny P.A., Sukhoverkhov S.V. Prediction of scale deposits in the oilfield. Current status, problems, challenges. *Vestnik of the FEB RAS*. 2025;(3):146–169. (In Russ.). <http://dx.doi.org/10.31857/S0869769825030146>

Acknowledgments. The authors express our gratitude to associate professor of the Tyumen Industrial University branch in Nizhnevartovsk, Candidate of Science in Technique A.N. Markin for assistance in collecting data and analyzing the results.

Funding. The work was carried out within the framework of the state assignments of the Institute of Chemistry, FEB RAS, topic No. FWFN-2025-0002. The work used the equipment of the Far Eastern Center for Structural Research of the Institute of Chemistry, FEB RAS.

Введение

Отложение солей в нефтепромысловом оборудовании является одной из наиболее распространенных и существенных проблем при эксплуатации нефтяных месторождений. Образование минеральных отложений в процессе добычи нефти способно приводить к падению дебита добычи в результате снижения проницаемости призабойной зоны пласта и уменьшения внутреннего диаметра трубопроводов; возникновению точек коррозии в местах отложения солей, приводящих к разрушению металлических деталей оборудования; нарушению корректной работы контрольно-измерительного оборудования, затрудняя принятие корректных управленческих решений [1].

Проблема солеотложения в нефтепромысловом оборудовании является одной из самых финансово затратных в процессе эксплуатации месторождения. Ежегодно нефтедобывающие компании несут огромные убытки в виде потерянной продукции в результате процессов солеотложения и закупоривания технологических узлов оборудования. Известен случай, когда дебит добычи одной из скважин месторождения Миллера упал с 30 тыс. баррелей в день до нуля за сутки [2]! Кроме того, существенных затрат требует регулярное предупреждение образования солей, а также борьба с последствиями солеотложений, среди которых: затраты на производство и покупку ингибиторов, предотвращающих выпадение солей; техническое обслуживание и очистка оборудования, в том числе периодическая замена узлов, необратимо пострадавших от солеотложения; покупка и установка оборудования для контроля и мониторинга уровня отложений и состояния оборудования, а также

эксплуатационные расходы, включающие дополнительные энергозатраты и затраты на обучение и работу персонала.

Источником компонентов неорганической части нефтепромысловых отложений являются попутно добываемые и закачиваемые воды, которые циркулируют в оборудовании данного месторождения. Пластовые воды каждого месторождения имеют уникальный химический состав, который, кроме того, способен изменяться в ходе разработки месторождения [3]. Существуют два ключевых фактора, способствующих процессу отложения солей в нефтепромысловых системах – изменение физико-химических параметров системы и смешивание вод [4–6]. Изменение физико-химических параметров системы происходит на всех этапах добычи, подготовки и транспортировки нефти. Продукция нефтяных скважин проходит многоступенчатый процесс извлечения и очистки, в ходе которого происходит выделение газов, испарение и конденсация воды, изменение термобарических условий, что способствует образованию малорастворимых неорганических солей в трубопроводах и другом нефтепромысловом оборудовании [5]. В настоящее время многие нефтяные месторождения переходят на поздние стадии добычи, и для извлечения нефти, как правило, применяется метод заводнения пласта. Сущность метода заключается в поддержании пластового давления (ППД) путем закачивания в пласт воды. Закачиваемая вода представляет собой смесь отделенной от нефти попутно добываемой воды и воды, находящейся в ближайшей доступности от месторождения. На морских нефтедобывающих платформах наиболее целесообразным является использование морской воды. Смешиваемые воды могут быть химически несовместимы из-за содержащихся в их составе солеобразующих ионов, таких как Ca^{2+} , Ba^{2+} , SO_4^{2-} , HCO_3^- [6]. Стоит отметить, что с каждым годом проблема солеотложения в нефтепромысловом оборудовании становится все более острой, так как обводненность скважинной продукции на разрабатываемых месторождениях постоянно возрастает. С 1990 по 2015 г. мировой объем добычи попутно добываемой воды увеличился с 30 млн до почти 100 млн баррелей в день [7].

В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях для прогноза осадкообразования используют программные комплексы. Однако несмотря на их широкие возможности, не всегда удается получить хорошую сходимость расчетных и экспериментальных данных, так как пластовые и закачиваемые воды участвуют в сложных и слабо прогнозируемых гидрохимических процессах [8]. Для получения полноценной информации о текущем состоянии оборудования и оценки эффективности прогнозирования становится необходимым исследование состава осадков из ключевых узлов нефтепромысловых систем.

Целью данной работы является обобщение и систематизация существующих представлений о проблеме солеотложения в нефтепромысловом оборудовании; оценка эффективности существующих подходов к прогнозированию солеотложения, а также определение вероятного направления развития методов прогнозирования, в том числе на основе методов искусственного интеллекта.

1. Воды нефтяных месторождений

В настоящее время процесс добычи нефти сопряжен с постоянной циркуляцией больших объемов водных растворов в нефтепромысловом оборудовании, которые в основном представлены попутно добываемой и закачиваемой водой. Нефть может залегать с водой в одном пласте, а иногда вода составляет и самостоятельные пропластки или даже отдельные пласты [9]. Объем добычи вод на различных месторождениях может варьироваться в широких пределах, но в среднем составляет около 3–5 м³ на 1 т добытой нефти [2]. Компоненты, входящие в состав вод, создают крайне

агрессивную среду для нефтепромыслового оборудования и наряду с растворенными газами – кислородом, сероводородом и углекислым газом являются основной причиной солеотложения и коррозии [1]. Химический состав попутно добываемых вод служит важным индикатором физико-химических процессов, происходящих в пласте и нефтепромысловом оборудовании, особенно тех, которые недоступны для прямого измерения. При прохождении через нефтедобывающую систему пластовая вода участвует в процессах сорбции/десорбции, диффузии, ионного обмена, растворения, выщелачивания и др., что в последующем определяет ее состав. В первую очередь состав зависит от пород, в которых находится вода. Так, вода, находящаяся в породах из известковистого песчаника или карбоната, обычно содержит избыток Ca^{2+} и Mg^{2+} . Воды, находящиеся в песчанике, обычно содержат Ba^{2+} и Sr^{2+} . Данные о химическом составе подземных вод нефтяных и газовых месторождений необходимы при разработке месторождений не только для прогнозирования процессов отложения солей, но также для получения информации о нефтегазоносности недр, определения режимов разработки залежей, оценки скорости продвижения водонефтяного и водогазового контактов, определения оптимальных темпов отбора нефти и газа и являются одним из необходимых параметров, несущих информацию о рентабельности месторождения. Кроме того, информация о составе попутно добываемой воды является первым шагом к коррозионному мониторингу.

Для составления предварительных прогнозов процессов солеотложения, оценки влияния вод на нефтепромысловое оборудование и выбора методов работы с ними проводится классификация пластовых вод. В зависимости от места и способа залегания, способа образования, химического состава и других параметров к настоящему времени сформировалось большое количество различных типов классификаций пластовых вод нефтяных месторождений по различным признакам (рис. 1) [10]. Каждая классификация имеет свою ценность, однако наибольшее практическое значение представляют типы классификации по химическому составу (по Сулину, Алекину, Овчинникову) [11].

Качественный макрокомпонентный состав попутно добываемых вод нефтегазовых месторождений, как правило, схож и представлен хлоридами, сульфатами

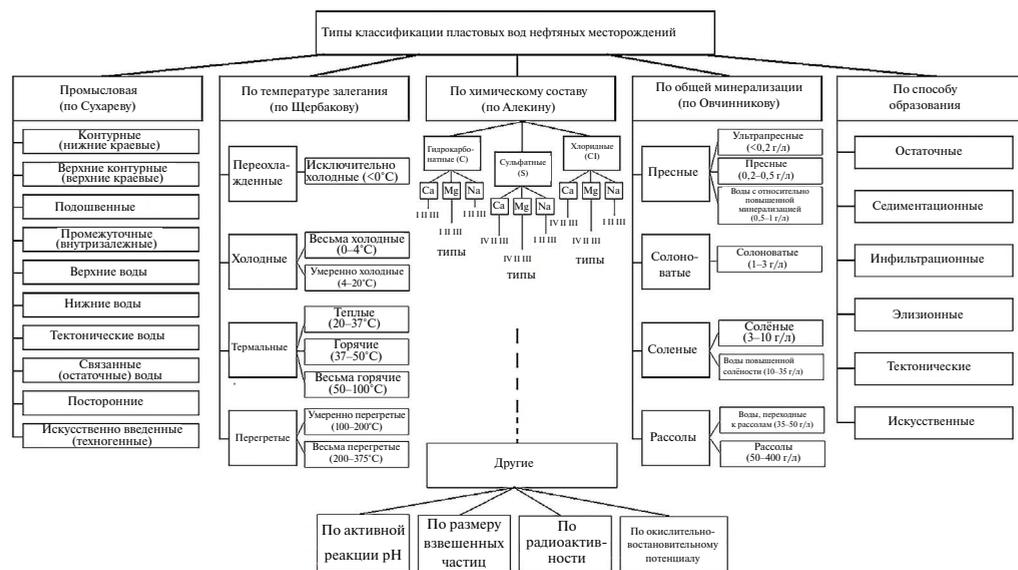


Рис. 1. Типы классификации пластовых вод нефтяных месторождений [10]

и карбонатами щелочных и щелочноземельных металлов. Тем не менее, диапазоны концентраций могут отличаться на порядки [12]. В табл. 1 представлен химический состав попутно добываемых вод нескольких крупных месторождений. Видно, что общая минерализация пластовых вод может отличаться на порядки – от 16 г/дм³ на Кальчинском месторождении [13] до сотен граммов на литр (427 г/дм³) на Верхне-чонском месторождении [14]. Образование растворов с такими высокими значениями

Таблица 1

**Физико-химические параметры попутно добываемых
и закачиваемых вод нефтяных месторождений**

Месторождение	Тип воды	TDS, г/дм ³	Содержание компонентов, мг/дм ³					
			Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Месторождения на территории России								
Кальчинское (Тюменская обл.) [13]	Пласт.	16	5382	40	49	5680	–	4880
	Закач.	1	142,6	18	17	36	–	458
Верхнечонское (Иркутская обл.) [14]	Пласт.	427	40 530	98 193	12 000	273 001	0	598
	Закач.	33	7772	3247	960	20 099	433	293
Иреляхское (Республика Саха) [18]	Пласт.	395	24 820	100 160	22 660	244 910	1560	450
	Закач.	285	114 300	2000	120	164 540	3870	83
Ярино-Каменноложское (Пермский край) [17]	Пласт.	196	56 660	13 250	3250	12 060	1130	180
	Закач.	2	20	516	33	23	1184	247
Пильтун-Астохское (Сахалинская обл.) [11]	Пласт.	19–36	6480– 11 050	110– 570	60– 420	9500– 21 200	4–1910	410– 1100
	Закач.	33–35	10 080– 10 900	360– 430	1220– 1310	18 000– 18 900	2350– 2720	136– 186
Месторождения за пределами России								
Жетыбай (Казахстан) [21]	Пласт.	184	53 000	11 500	4500	115 400	5	20
	Закач.	14	3600	350	750	6000	3100	220
Гюнешли (Азербайджан) [22]	Пласт.	36	12 229	48	101	13 913	494	5258
	Закач.	13	3288	364	658	5169	3045	210
Месторождение Северного моря [19]	Пласт.	72	26 998	307	82	41 767	4	2050
	Закач.	36	11 350	428	1368	19 800	2960	124
Сири (Персидский залив) [23]	Пласт.	129– 141	35 391– 44 201	3032– 7920	552– 2010	70 740– 86 900	142– 635	244– 579
	Закач.	40	11 750	267	2996	23 000	3350	166
Нафт-Шахр (Иран) [24]	Пласт.	56	35 674	1505	1216	52 112	8492	1267
	Закач.	31	15 372	372	–	22 167	5450	67
Месторождение Западной Сибири [25]	Пласт.	49	16 311	2128	327	27 277	0	3802
	Закач.	0,1– 16	22–5780	8–360	5–73	6–9571	0–29	73– 1964

общей минерализации связывают с явлением «подземного испарения», предложенным М.Е. Альтовским [15]. Содержание различных компонентов также варьирует в широком диапазоне.

Не менее важной задачей при разработке месторождения является исследование состава закачиваемых вод [16]. На нефтегазовых месторождениях для заводнения пласта используются воды с различным составом (см. табл. 1). В соответствии с классификацией вод по уровню общей минерализации, предложенной Овчинниковым [11], видно, что в мировой нефтедобывающей практике в пласты закачиваются воды начиная от солоноватых растворов (2 г/дм^3 , Ярино-Каменноложское месторождение [17]) до рассолов (285 г/дм^3 , Иреляхское месторождение [18]). При этом важно то, что на континентальных месторождениях за счет растворения подземных пород для заводнения иногда используется вода с минерализацией много большей, чем у морской воды. В таких случаях возникает проблема кристаллизации хлорида натрия (галитизация промыслового коллектора) [18]. В настоящее время наблюдается тенденция перемещения нефте- и газодобычи с континента на шельф, следовательно, для заводнения все чаще используется морская вода. На примере месторождений Верхнечонского [14], Пильгун-Астохского [11] и Северного моря [19] видно, что даже в случае использования морской воды для заводнения ее компонентный состав способен значительно отличаться. Связано это, вероятно, как с отличиями в составе морской воды, так и с процессами водоподготовки.

Важно то, что заводнение и вытеснение нефти закачиваемой водой является не механическим, а сложным физико-химическим процессом, при котором решающую роль играют явления ионообмена между пластовыми и закачиваемыми флюидами с породой. Ионный состав закачиваемых вод не только влияет на процессы солеотложения и коррозии нефтепромыслового оборудования, но также оказывает ключевое воздействие на процесс извлечения нефти. Регулирование минерализации закачиваемой воды может служить инструментом повышения эффективности промысла [20]. Не менее важным является то, что помимо ионного состава пластовые воды всегда загрязнены взвешенными частицами, способными царапать стенки оборудования и создавать центры кристаллизации для отложения солей.

Таким образом, состав пластовой воды несет в себе целый комплекс различной информации, на основе которой становится возможным получить представление о строении литосферных пластов и стадии разработки месторождения, процессов, протекающих во время добычи. Моделирование солеотложения в участках нефтепромысловой системы осуществляется в первую очередь на основе химического состава вод, циркулирующих в системах, и трудности прогнозирования отчасти обусловлены неоднородностью их состава. Кроме того, при моделировании необходимо учитывать смешивание вод между собой.

2. Химический состав неорганической части нефтепромысловых отложений

Наиболее часто в составе неорганической части нефтепромысловых отложений встречаются карбонаты кальция и железа, сульфаты кальция, бария и стронция, а также песок и глина, выносимые из породы, и соединения железа и других металлов, являющихся продуктами механического истирания и коррозии оборудования [1, 2]. Такие микрочастицы являются центрами кристаллизации, при отсутствии которых даже в пересыщенных растворах при изменении различных физико-химических параметров осадок может не выпасть. Образование кристаллов также возможно на границе раздела твердой и жидкой фаз. Оптимальными местами гетерогенной

нуклеации являются дефекты поверхностей оборудования, неровности, сварочные швы и т.д., причем ускорить процесс может высокая турбулентность потока. В условиях значительного уровня минерализации попутно добываемых вод возможны отложения хлоридов [2].

Все отложения в нефтепромысловой инженерии принято разделять на кислоторастворимые (CaCO_3 , FeCO_3 , FeS , ZnS , PbS) и кислотонерастворимые (BaSO_4 , SrSO_4 , CaSO_4) [26]. Растворимость в кислоте является ключевым свойством отложений при выборе метода их удаления. При этом компоненты органической части отложений (АСПО – смесь конденсированных парафино-нафтеновых углеводородов, смолисто-асфальтеновых веществ и связанной нефти) естественным образом защищают неорганические соли от кислотного воздействия очищающих реагентов нефтепромысловой химии [2]. Наибольшую проблему для нефтепромысла представляют АСПО, сульфатные и карбонатные отложения [1, 2].

Из сульфатов в солеотложениях на нефтепромыслах чаще всего образуются сульфаты бария и стронция. Сульфат кальция может существовать в шести модификациях (три ангидрита и три структуры, включающие воду), из них, как правило, в составе отложений преобладает гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который при высоких температурах переходит в бассанит ($\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$) и ангидрит (CaSO_4). Установлено, что до 80°C преимущественно выпадает гипс, а выше 120°C сульфатно-кальциевый осадок практически полностью состоит из ангидрита. Диапазон температур от 80 до 120°C является переходным, где наряду с гипсом и ангидритом формируется бассанит, особенно в нетурбулентных системах [27]. Образование сульфата кальция сильно зависит от концентрации магния, связано это с образованием MgSO_4 . Содержание барита (BaSO_4) и целестита (SrSO_4) в осадках ниже по сравнению с другими компонентами, однако они вызывают наибольшие трудности при очистке оборудования [2]. Основной причиной отложения сульфата бария на нефтяном промысле является смешивание вод. Наиболее эффективно он способен образовываться при низкой скорости потока в широких частях трубопроводов, так как диффузия частиц там происходит свободнее. Однако в процессе образования осадка и закупоривания трубопровода диаметр потока жидкости уменьшается, а его скорость увеличивается, что уменьшает область диффузии, и осаждение перемещается к концу потока, где скорость все еще ниже [28]. Сульфатные осадки отличаются высокой устойчивостью как к химическому, так и механическому воздействию, кроме того, обладают низкой пористостью, что осложняет возможность химической обработки.

Более половины мировой добычи нефти ведется из карбонатных коллекторов. Карбонаты являются самыми многочисленными осадками в нефтяном промысле [29]. Известно более 40 форм карбонатов, способных кристаллизоваться из водных растворов с участием газовой фазы. Наиболее распространенным компонентом нефтепромысловых осадков среди карбонатов является карбонат кальция, реже встречается карбонат магния, кроме того, возможно осаждение смешанных карбонатов кальция и магния. Могут осаждаться нескольких форм карбоната кальция, наиболее часто встречаются кальцит, арагонит и ватерит, которые различаются строением кристаллической решетки.

На образование определенной формы карбоната кальция влияют температура, давление, общая минерализация и pH раствора, содержание углекислого газа [30]. Осаждение в форме кальцита происходит при незначительном содержании CO_2 в растворе и нагревании до 100°C или в интервале температур 25 – 80°C и $\text{pH} = 8$ – 9 . Образование арагонита происходит при низких давлениях только при слабощелочном pH. Увеличение температуры от 40 до 90°C при сохранении прочих условий не приводит к изменению фазового состава карбоната кальция, но в целом снижает скорость образования осадка, предположительно, из-за снижения растворимости

CO₂ в растворе [31]. Увеличение доли арагонита в осадках наблюдается при добавлении в раствор сульфата и хлорида магния. Вероятно, для его кристаллизации в системе необходимо присутствие примесей со сходной ромбической сингонией в качестве затравок. В целом осаждение карбонатов усиливается с ростом температуры и снижением давления.

Особенностью осаждения карбонатов является повышенная чувствительность к изменению давления. Кроме того, осаждение карбонатов зависит от скорости и формы потока раствора. В гидродинамике принято выделять две формы потока жидкостей, которые определяются числом Рейнольдса (Re), – ламинарный и турбулентный. В ламинарном потоке (Re < 2000) слои жидкости движутся параллельно друг другу, и движения жидкости относительно друг друга минимальны, а перемещение вещества происходит в основном за счет диффузии. Турбулентный поток (Re > 4000) – это хаотичный и вихревой поток, где слои жидкости смешиваются и взаимодействуют друг с другом, следовательно, обмен веществом происходит в нем интенсивнее. В диапазоне значений Re от 2000 до 4000 наблюдаются как ламинарные, так и турбулентные характеристики, и поток может переходить из одного состояния в другое в зависимости от условий [32]. Согласно результатам исследования кинетики процесса образования отложений карбоната кальция, в нефтяном промысле [32] индукционный период карбоната кальция с увеличением турбулентности потока до значения числа Рейнольдса равного 6487 сокращается, однако дальнейшее увеличение числа Рейнольдса результатов не приносит.

Изменение скорости потока в состоянии оказывать различное влияние на процесс осаждения солей. Увеличение скорости потока способствует, с одной стороны, более равномерному распределению реагентов и уменьшению времени контакта между ними (что может привести к меньшему образованию кристаллов), но с другой – более эффективному перемешиванию, увеличению интенсивности взаимодействия и вероятности нуклеации частиц. Было установлено [30], что для карбоната кальция солеобразующим частицам проще сформировать осадок в условиях ламинарного потока с высокой скоростью. Таким образом, для карбоната кальция увеличение скорости потока сначала усиливает процесс образования отложений, но последующий рост скорости, приводящий поток в состояние турбулентного, влияния не оказывает.

Карбонатные осадки отличаются высокой пористостью, обеспечивающей высокую площадь реакционной поверхности при кислотной обработке. Они легко растворимы в соляной кислоте, тем не менее кислотная обработка карбонатных отложений имеет недостаток, заключающийся в том, что раствор кислоты после истощения способен вызвать повторное осаждение [1]. Кроме того, известны случаи, когда солянокислые обработки приводят к образованию так называемого шлама – продукта взаимодействия соляной кислоты и тяжелой нефти [33]. Интересной способностью обладают отложения карбоната железа, образующиеся на поверхности оборудования, так как они способны защищать металл от коррозии и воздействия сульфатредуцирующих бактерий [34].

Осаждение галита (NaCl) характерно для скважин, продукция которых практически не содержит воды. Чаще это высокодебитные скважины, оборудованные погружными центробежными насосами. Основной причиной отложения галита является минерализация пластовой воды более 300 г/дм³. Сильное влияние на отложение галита оказывают резкое снижение температуры и давления, а также дегазация воды, так как пузырьки газа способны забирать влагу из рассолов, увеличивая их концентрацию. Благоприятными местами для зарождения кристаллов галита являются границы раздела фаз (водонефтяные эмульсии), которые в свою очередь зависят от формы,

скорости потока и обводненности продукции. Формирование кристаллов галита усиливается при совместном движении воды с нефтью в ламинарном потоке без перемешивания и образования эмульсии [35]. Если в потоке образуется водонефтяная эмульсия, то возникновение кристаллов галита происходит в отдельных капельках воды, которые будут выносить галит из скважины, не давая ему сформироваться в крупные агрегаты [36]. Осаждение галита в нефтепромысловом оборудовании также может быть связано с введением метанола в пластовую воду [26]. Негативное действие галита заключается в активации процессов коррозии металла в подсолевом слое. Несмотря на высокую растворимость галита, известны случаи, когда он являлся основным компонентом отложений. Галит может удаляться простым промыванием пресной водой, однако на поверхности его кристаллов способен формироваться барит ($BaSO_4$), который затрудняет растворение.

Силикаты и алюмосиликаты – самый широко распространенный в природе класс минералов. Они составляют около 75% массы земной коры и треть всего количества известных минералов. В литературе содержится немного информации о присутствии алюмосиликатов в составе нефтепромысловых отложений. Вероятно, это связано с тем, что появление алюмосиликатов обусловлено прежде всего их вымыванием из пород коллектора, и принято считать, что они не высаждаются из раствора [1].

Растворимость каждой соли имеет индивидуальную зависимость от температуры, давления и других физико-химических параметров системы. Например, с увеличением температуры растворимость карбоната кальция уменьшается, но растворимость сульфата бария увеличивается. Таким образом, изменение условий добычи может приводить к уменьшению осаждения одних солей и в то же время к увеличению осаждения других, следовательно, к изменению соотношений компонентов осадка.

На рис. 2 представлены результаты определения химического состава неорганической части отложений из узлов оборудования для подготовки нефти морской нефтедобывающей платформы Пильгун-Астохского месторождения (о-в Сахалин) [5]. Основными компонентами отложений являются песок, глина, труднорастворимые сульфаты и карбонаты щелочноземельных металлов, продукты коррозии труб и оборудования (как соединения железа, так и обнаруживаемые в небольших

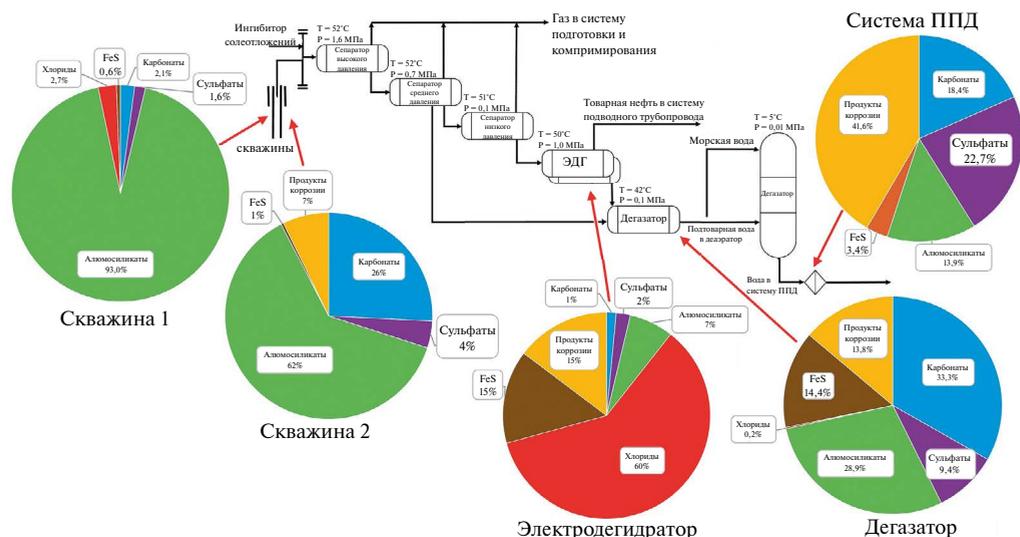


Рис. 2. Состав отложений из узлов подготовки нефти морской нефтедобывающей платформы о-ва Сахалин

количествах соли переходных металлов Cr, Mo, Zr и др.). Видно, что компонентный состав осадков в узлах оборудования схож, однако их соотношение варьирует в широких пределах, поскольку происходит изменение физико-химических параметров систем. В процессе подготовки нефть проходит несколько технологических стадий, в частности в электродегидраторе (ЭДГ) происходят значительные изменения физико-химических параметров за счет удаления основного количества воды, что приводит к общему понижению растворимости солей. В осадок могут перейти даже растворимые в обычных условиях соли, например, хлориды натрия и калия. В дегазаторе осаждается наибольшее количество карбонатов вследствие изменения парциального давления углекислого газа. Высокое содержание сульфатов, обнаруженное в системе ППД, обусловлено смешиванием в данном участке пластовой воды с морской. Наибольшее количество алюмосиликатов было обнаружено в устьях скважин, что, вероятно, является результатом выноса песка и глины из породы пласта. Особенность осадков из дегазатора и ЭДГ – присутствие значительных количеств сульфида железа, связанное с биогенными процессами сульфатредукции. Таким образом, состав осадков может отличаться не только на разных месторождениях, но даже на одном месторождении в различных участках добычи, а также в узлах технологического оборудования. Знание химического состава отложений играет важную роль в понимании механизма их образования и необходимо для выбора методов ингибирования и очистки оборудования от солей, образовавшихся в результате эксплуатации. Для решения такого рода задач необходимо использование методов математического и экспериментального моделирования процесса с учетом не только химического состава вод, но и физико-химических параметров систем добычи, подготовки и транспортировки нефти.

3. Методы прогнозирования образования солей. Возможности и недостатки

Прогнозирование образования малорастворимых солей в нефтепромысловом оборудовании основано на расчете химических равновесий для каждой реакции, которая может произойти в системе, что позволяет сделать вывод, какие компоненты в данных условиях останутся в растворенном состоянии, а какие образуют малорастворимую соль. Ключевую роль при моделировании осадкообразования в нефтепромысловых системах играют физико-химические параметры процесса добычи, такие как температура, давление и др. Критерием образования малорастворимой соли служит величина пересыщения раствора [37]. Величина пересыщения раствора (Π) малорастворимой солью $Kt_m An_n$, диссоциирующей в растворе, по реакции



равна

$$\Pi = \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{K_{sp}(Kt_m An_n)}, \quad (2)$$

где a_{Kt} – активность катиона, a_{An} – активность аниона, K_{sp} – произведение растворимости соли.

Если $\Pi < 1$, то раствор не насыщен рассматриваемой солью, при $\Pi = 1$ имеем насыщенный, а при $\Pi > 1$ – пересыщенный раствор соли. В последнем случае возможно выделение осадка малорастворимой соли. На практике чаще используют

не величину пересыщения раствора Π , а ее десятичный логарифм – индекс насыщения раствора SI (Saturation Index):

$$SI = \lg \frac{[a_{Kt}]^m \cdot [a_{An}]^n}{K^{sp}_{(K_m A_n)}}. \quad (3)$$

При $SI \leq 0$ раствор не выделяет осадок малорастворимой соли, при $SI > 0$ осадкообразование возможно.

Особенное внимание при прогнозировании солеотложений в нефтяном промысле уделяется сульфатным и карбонатным осадкам, как наиболее распространенным.

В литературе известно большое количество методов расчета выпадения сульфатов. Основные – это графоаналитические методы Э.Е. Лондона; А.Дж. Остроффа; А.И. Чистовского; Ю.П. Гаттенберга и В.П. Дьяконова; Х.А. Стиффа и Л.Е. Дэвиса; В.П. Зверева (при $t \leq 40$ °С и μ (ионной силе раствора) $\leq 5,5$); Х.Л. Скиллмена, Дж.П. Мак-Дональда и Х.А. Стиффа (при $t \leq 90$ °С и $\mu \leq 3,6$). Графоаналитические методы прогнозирования солеотложений являются более сложными в реализации и имеют меньшую достоверность [36].

Для программирования и автоматизации технологических процессов предупреждения солеобразования при добыче нефти наиболее удобны расчетно-аналитические методы. Среди них можно выделить методы В.А. Панова, А.А. Емкова, Г.Н. Позднышева (при $t < 30$ °С) и Р.Б. Узбекова, Р.Я. Кучумова, Р.Ф. Хайруллина [38]. Эти методы основаны на использовании единичных экспериментальных значений констант произведения растворимости солевых комплексов при равновесном состоянии или же графических зависимостей в ограниченном диапазоне изменения температуры, давления и компонентного состава растворов, определяющих процесс солеобразования. Экспериментальные значения констант, находящиеся в различных химических справочниках, не всегда достаточны для практических расчетов, так как отражают лишь частные случаи. Необходимы численные модели на основе эмпирических зависимостей. Это методы Ю.В. Антипина и М.Д. Валеева [39]; Южно-Уральского отделения ВНИГНИ [38]; Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона [36]; В.Е. Кашаццева [36]. Последний метод позволяет прогнозировать осадкообразование комплекса солей. Авторы [38] считают методы А.Ю. Намиота и Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона наиболее достоверными в силу учета комплексного влияния температуры, давления и химических свойств пластовой жидкости. Удобным является метод прогнозирования высаждения сульфата бария в нефтепромысловых системах с высоким содержанием хлоридов в воде, предложенный в [40]. Метод основан на корреляции значения растворимости сульфата бария в зависимости от температуры и концентрации хлоридов в попутно добываемой воде. Реализация данного метода была выполнена авторами на программном комплексе Matlab. Авторы считают, что использование только двух параметров упрощает расчеты, при этом метод показывает приемлемую достоверность для использования в нефтяной промышленности

Осадки карбонатного типа в нефтепромысловых системах в основном представлены разными формами карбоната кальция. Несмотря на то что существует несколько его форм (кальцит, арагонит и ватерит), на нефтедобывающих предприятиях принято считать, что из них осажается только кальцит, и расчеты производятся в первую очередь для кальцита [1]. Прогнозирование осаждения карбонатов считается наиболее сложным, так как зависит от распределения CO_2 в трех фазах (вода, нефть и газ) при заданных термобарических параметрах [1, 2, 41]. В свою очередь, содержание CO_2 тесно коррелирует с рН. Чем меньше в воде растворенного CO_2 , тем выше рН раствора, и при $\text{pH} > 8,5$ содержанием CO_2 можно пренебречь. Важно отметить, что для достоверного определения рН необходимо четко соблюдать

условия отбора и транспортировки проб. Автором [42] было продемонстрировано, как изменение значения рН всего на 8% привело к искажению прогнозов вплоть до противоположных.

Одним из первых методов оценки насыщения воды карбонатом кальция предложил в 1936 г. У. Ланжелье. В дальнейшем были предложены другие методы для различных систем: индекс Ризнера для пресной воды, индекс Стиффа–Дэвиса, расширяющий индекс Ланжелье на нефтепромысловые системы; индекс Оддо–Томсона для воды под давлением газовой фазы. Тем не менее индекс Ланжелье широко применяют и в настоящее время [36]. Существует множество методов прогнозирования образования карбонатных солей: Д.М. Бриль и Р.А. Рашитовой (при $t < 40$ °С, $\mu \leq 5,5$ и $p(\text{CO}_2) < 0,2$ МПа), Х.Ф. Стиффа и Л.Е. Дэвиса (при $t \leq 90$ °С и $\mu \leq 3,6$). Методы на основе теории ионного строения Дебая и Гюккеля: С.С. Заводнова; Ф.Н. Маричева, В.К. Кима и А.А. Глазкова; Дж.Е. Оддо и У. Райса (при $t < 150$ °С и $p(\text{CO}_2) \leq 6,2$ МПа); А.Ю. Намиота; Н.С. Маринина; Г.П. Волобуева и Л.Е. Сокиро [1, 2, 36, 38]. Каждый метод имеет свои преимущества и был испытан в условиях промысла. Например, метод Стиффа–Дэвиса основан на сравнении фактического рН с расчетным значением рНs при насыщении данной воды карбонатом кальция. Известно, что для Самотлорского месторождения использование метода Стиффа–Дэвиса в 40% случаев дало результаты, не соответствующие промысловой обстановке [36]. Связано это, вероятно, с необходимостью измерения рН непосредственно в условиях промысла. На основе алгоритмов Намиота, Дебая и Гюккеля, Оддо и Томсона был создан программный комплекс «Автотехнолог-salt» [38].

Несмотря на то что условия выпадения отдельных типов осадков к настоящему времени достаточно хорошо изучены и существует множество методов для расчета процессов солеотложения в различных ситуациях, на практике расчетные методы демонстрируют неоднозначные, а иногда и противоречивые результаты. Работы, посвященные сравнению результатов математического моделирования солеобразования с составом реальных осадков из узлов нефтепромысловых систем либо модельных экспериментов, демонстрируют, что наилучшие результаты показывают методы расчета, основанные на теории растворимости солей Дебая–Гюккеля [36]. Авторами [17] была предложена технология автоматизированного выбора метода расчета солеобразования, которая позволила сравнить результаты расчетов, полученные различными методами с составом реальных отложений. Для этого проведено сравнение методов Бриль–Рашитовой; Стиффа–Дэвиса; Райса–Оддо (в модификации Г.Ю. Исаевой); В.Е. Кащавцева; В.А. Панова для оценки образования карбоната кальция на Ярино–Каменноложском месторождении. Было показано, что использование метода В.А. Панова в данных условиях дает наиболее точные результаты. Таким образом, одна и та же методика может быть как эффективна для месторождения, так и, наоборот, давать противоположные результаты, следовательно, ключевой задачей является правильный выбор метода расчета, который можно осуществить за счет параллельного использования ряда методов с известной параметрической областью, а также сравнением с составом реальных отложений.

Отдельное направление занимает прогнозирование солеобразования в процессе смешивания вод для системы поддержания пластового давления. На морских нефтедобывающих платформах для закачивания в пласт используется морская вода в смеси с попутно добываемыми водами, прошедшими отделение от нефти. Такой механизм является самым простым способом утилизации больших объемов попутно добываемых вод. Пластовые и закачиваемые воды месторождения могут значительно отличаться по составу и быть химически несовместимы. Существует ряд аттестованных методов оценки применимости вод для заводнения, а также их совместимости с пластовыми

водами¹, в их основе лежит информация об ионном составе смешиваемых вод. Кроме того, некоторые методы позволяют оценить применимость закачиваемой воды в зависимости от размеров частиц механических примесей, коэффициента проницаемости данной воды в породах продуктивного пласта и др. Ряд методов, включающих химические расчеты, легли в основу компьютерных программ, например на основе ОСТ 39-229-89² создан программный комплекс «РОСА». Существуют и другие методики, специализирующиеся на смешивании вод, их особенностью является то, что каждый метод работает в определенном интервале условий (общая минерализация растворов, термобарические параметры смешивания и др.) и нацелен на избирательный прогноз выпадения конкретной соли [43]. В свою очередь, непростой задачей является установление последовательности выпадения солей. Как правило, алгоритм расчета подразумевает поочередный расчет выпадения солей начиная от менее растворимой соли, но сравнение произведений растворимости солей не всегда отражает реальную картину на практике, так как они характеризуют растворимость солей в дистиллированной воде. В гидрохимических и термобарических условиях реального промысла последовательность выпадения солей будет изменяться. Исследования на различных месторождениях показывали индивидуальную очередность выпадения солей (табл. 2).

В связи с невозможностью полноценного математического моделирования в последнее время увеличивается количество работ, посвященных экспериментальному моделированию процессов солеотложения в результате смешивания пластовых и закачиваемых вод месторождения [6, 18, 44]. Работы демонстрируют общую сходимость расчетных и экспериментальных данных, тем не менее подчеркивают, что в лабораторном эксперименте невозможно смоделировать локальные изменения условий, а также влияние многих существенных факторов, которые присутствуют в обстановке реального нефтяного промысла.

Таким образом, ни один метод не является универсальным. К основным недостаткам таких методов можно отнести их способность работать только в определенном интервале параметров, неспособность прогнозирования смешанного осаждения. Эти проблемы в некоторой степени способны решать современные программные комплексы, которые могут учитывать специфику образования осадков в сложных

Таблица 2

Последовательности выпадения солей при различных условиях

Соль	Литературный источник				
	[2]	[42]	[17]		
			25°C	100°C	200°C
BaSO ₄	1	1	1	1	2
SrSO ₄	2	4	3	4	4
CaCO ₃	3	2	2	2	1
MgCO ₃	4	3	4	3	3
CaSO ₄	5	5	5	5	5

¹ ОСТ 39-228-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Оценка совместимости закачиваемой воды с пластовой водой и породой продуктивного пласта. М., Введ. 01.07.1990. 13 с.

² ОСТ 39-229-89. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом. М., Введ. 01.07.1990. 14 с.

многокомпонентных смесях. Важным преимуществом таких программ является возможность расчета различных кристаллических структур осадков одного химического состава. Существует большое количество коммерческих программ для прогнозирования солеотложения в нефтепромысловых системах. На их основе могут создаваться модульные системы различной конфигурации и направленности решаемых задач [17, 41]. Например, широко известные программные комплексы ScaleChem (OLI) и Multi-Scale (Expro) способны проводить расчеты с учетом большого количества параметров, включая даже сложный анализ распределения газов (CO_2 и H_2S) между тремя фазами скважинной продукции (нефть, вода и газ) с учетом термобарических условий, что имеет большое значение при прогнозировании осаждения карбонатов и сульфидов. Но несмотря на широкие возможности, данные программы в большей степени ориентированы на расчет солеотложения в водных системах, в то время как, например, программные комплексы Winprop (CMG) и PVTsim (Calsep) сосредоточены на расчетах в углеводородной фазе, но имеют ряд ограничений в водной среде [41]. Во многих расчетных методах не учитывается изменение термобарических условий и химического состава растворов в процессе солеобразования, не оценивается смешиваемость вод с учетом их совместимости и процесса высаливания. Немаловажно, что большинство программных комплексов являются платными, и не каждый рядовой исследователь способен сравнить и оценить их эффективность. Среди широкодоступных бесплатных программных комплексов для расчетов процессов, протекающих в растворах, можно выделить Phreeqc Interactive. Его особенностью является ориентированность на геохимические расчеты кинетики реакций и химического равновесия водных систем, в том числе в процессах транспортировки жидкости [45].

Всестороннее исследование возможностей современных методов прогнозирования солеотложения на примере Пильтун-Астохского нефтегазового месторождения [5, 6, 8] показало, что применение программных комплексов позволяет прогнозировать образование карбонатов щелочноземельных металлов, алюмосиликатов натрия и калия, а также сульфата бария (рис. 3). Тем не менее в нефтепромысловых системах обнаруживаются неорганические отложения, которые противоречат

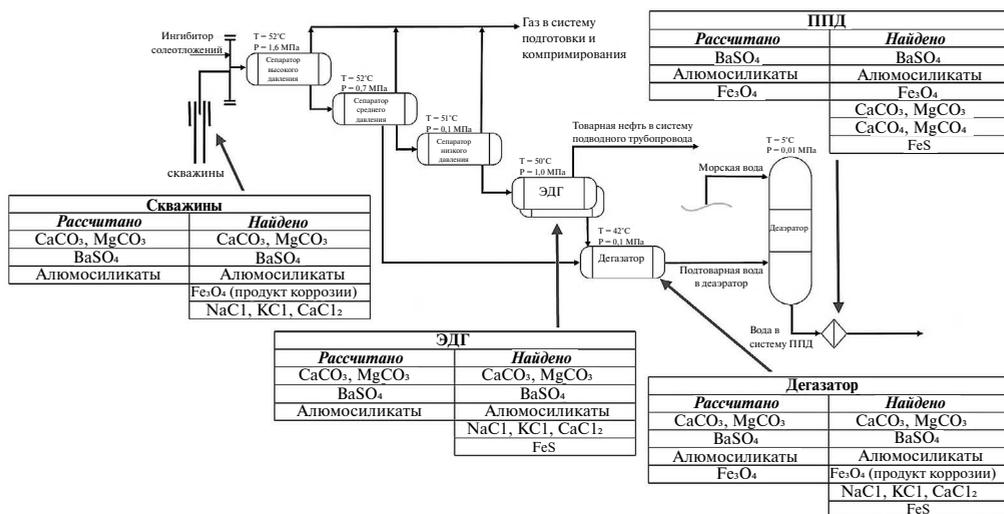


Рис. 3. Сравнение результатов расчета качественного состава неорганической части отложений с составом реального осадка из узлов морской нефтегазовой платформы о-ва Сахалин [5]

расчетам, включая образование сульфатов кальция и магния, а также хлоридов натрия, калия и кальция, сульфидов, полисульфидов, в том числе пиррофорных соединений серы, обладающих тенденцией к самовоспламенению.

Появление сульфидов связано с биогенными процессами сульфатредукции, питательной средой для которых являются некоторые органические соединения, окисляемые до уксусной кислоты и углекислого газа. Данные участки нефтепромысловой системы обладают благоприятными термобарическими условиями для развития сульфатредуцирующих бактерий. Этот процесс трудно моделировать, в том числе и в связи с особенностями пробоотбора: сульфид-ион в попутно добываемой воде необходимо определять непосредственно после отбора пробы. Осаждение хлорида натрия (галита) характерно прежде всего для месторождений, состав пластовых вод которых по уровню минерализации приближается к рассолам (>300 г/дм³) [35]. В данном случае выпадение галита связано, вероятно, с тем, что в процессе подготовки нефти на всех этапах происходит удаление воды и выделение растворенного газа, что приводит к общему увеличению концентрации солей. К тому же, пузырьки газа в основном образуются на стенках оборудования, следствием этого является образование многочисленных границ раздела фаз, которые являются благоприятным условием для зарождения и роста кристаллов солей, и в осадок выпадает в том числе галит. Важно отметить, что состав отложений даже в пределах одного месторождения может отличаться в зависимости от технологического участка, связано это также в первую очередь с уникальными физико-химическими условиями в оборудовании добычи и очистки скважиной продукции.

Таким образом, используемые в настоящее время методы прогнозирования солеобразования при добыче и транспортировке нефти позволяют оценивать химический состав и количество выпадающих солей, а также выявлять тенденцию к солеотложению при обводнении скважин и при смешивании закачиваемых в пласт вод. Однако в ряде случаев наблюдается расхождение расчетных и экспериментальных данных. Это связано с тем, что большинство существующих расчетных методов способны учитывать только химические (концентрация ионов, ионная сила раствора) и термодинамические параметры (температура, давление), но не учитывают целый ряд важных факторов – скорость и форма потока пластовых флюидов, способные изменять структуру осадка; коллоидные свойства компонентов системы (размер и заряд частиц), микробиологическая деятельность (сульфатредуцирующие бактерии), наличие центров кристаллизации других минералов и др.

4. Современные тенденции развития отрасли прогнозирования солеотложения. Роль искусственного интеллекта

В настоящее время во всем мире наблюдается тенденция внедрения методов анализа, основанных на алгоритмах искусственного интеллекта (ИИ) для решения многих технологических задач, в том числе в химии. Недавние работы, посвященные применению ИИ в задачах нефтедобывающей отрасли, демонстрируют, что он уже находит успешное применение на различных этапах добычи, начиная с геологоразведочных работ, эффективного бурения скважин, включая задачи повышения нефтеотдачи пластов, прогнозировании свойств нефти, оценки вероятности осложнений и аварий, оптимизации вопросов транспортировки продукции, и заканчивая смягчением воздействия на окружающую среду [46–48]. Такие крупные нефтегазовые компании, как BP, Shell, Saudi Aramco, Baker Hughes, уже приступили к использованию методов ИИ на практике.

В России, согласно докладу исследователей НИУ ВШЭ, инструменты ИИ применяются в промышленности для обработки данных, оптимизации производственных

процессов и определения необходимости ремонта оборудования. Однако только 3,6% промышленных компаний в России используют ИИ в своей деятельности. В этом списке лидером является «Роснефть», у которой имеется 23 наукоемких продукта, в том числе 10 доступных для заказчиков извне [49]. «Газпром нефть» уже применяет нейронные сети для разведочного бурения. Исходя из совокупного опыта компании совместно с МФТИ специалисты «Газпром нефти» создали единую самообучающуюся базу данных кернов, на основании которой теперь можно прогнозировать свойства пород на новых месторождениях без отбора новых образцов кернов. Разработка найдёт применение в информационной системе «Газпром нефти» «ЭРА». Специалистами ООО «РН-БашНИПИнефть» была оценена возможность применения методов ИИ диагностики неисправностей и проверки вероятности отказов оборудования. При этом ИИ показал свою высокую эффективность, продемонстрировав 88% точности анализа на тестовой выборке при диагностике неисправностей штанговой насосной установки и 94% точности при прогнозе исправного функционирования установки электроцентробежного насоса в скважине в течение ближайшего месяца [50].

В настоящее время основным технологическим трендом в области анализа данных в нефтяной промышленности являются цифровые двойники месторождений. Цифровой двойник – это цифровая симуляция реального объекта, существующего и изменяющегося в реальном времени. Задача цифрового двойника – предсказать, как изменится процесс добычи и подготовки нефти в случае изменения различных параметров (температура, давление, скорость потока, химический состав флюидов и др.), следовательно, подобрать наиболее эффективные и безопасные условия.

В целом задачи нефтяной промышленности, для которых возможно применение ИИ, можно обобщить в 5 наиболее крупных групп [49]: оптимизация добычи, предсказание аварий, управление ресурсами, анализ данных, управление производством.

Главным преимуществом методов искусственного интеллекта является их способность обрабатывать большие объемы данных, что позволяет выявить закономерности и тенденции, которые могут быть неочевидны для простых одноцелевых компьютерных программ и тем более для человека. Кроме того, важно, что ИИ способен постоянно обучаться и подстраиваться под изменяющиеся условия технологического процесса, что может быть особенно ценно на объектах нефтедобычи. При наличии достаточного объема данных для обучения результаты прогнозирования процессов солеотложения, вероятно, будут значительно точнее, чем у программных комплексов, применяемых в настоящее время. Важным преимуществом ИИ может стать его возможность интеграции с другими программами моделирования процессов добычи нефти, что позволит ему использовать данные из различных источников. Кроме того, ИИ способен осуществлять мониторинг процесса добычи в реальном времени, благодаря чему ИИ сможет быстро идентифицировать проблемный участок в случае выхода из строя системы.

Одним из инструментов ИИ для прогнозирования физико-химических процессов являются искусственные нейронные сети. Математическая модель нейронных сетей известна достаточно давно, впервые математическая модель искусственного нейрона была предложена в 1943 г. У.С. Мак-Каллоком и В. Питтсом. Для химических расчетов их начали применять еще в 1970-е годы, однако в силу ограниченной вычислительной мощности до недавнего времени они были не актуальны. Благодаря своим широким возможностям в самостоятельном обучении и способности обрабатывать большие объемы данных нейронные сети успешно применяются в химии, например, в случаях, когда необходимо предсказать свойства соединения по его структуре. Задачи, связанные с прогнозированием процесса солеотложения в нефтепромысловых системах, схожи с теми, для решения

которых уже используются данные методы. Вне зависимости от решаемых задач метод нейронных сетей имеет общую методологию работы. Для прогнозирования процессов солеотложения в нефтепромысловых системах создается модель на основе массива данных для обучения нейросети, которые разбиваются на две части – обучающую и контрольную выборку, за счет чего происходит обучение и контроль эффективности данной модели ИИ. Особенностью использования нейросетевой модели является то, что можно не ограничиваться в количестве используемых параметров, на которых строится модель, чем больше их будет, тем выше вероятность, что нейросети удастся обнаружить неизвестные ранее закономерности. Это повысит точность будущих прогнозов. Искусственные нейронные сети уже находят применение для прогнозирования солеотложения в нефтепромысловых системах. В работе [51] было показано, что использование нейросетей позволяет учитывать не только термодинамические параметры образования отложений, но также и влияние кинетических и транспортных факторов. Результаты прогнозирования образования сульфата бария и кальция, полученные при помощи нейронной сети, оказались более точными по сравнению с другими методами.

Очевидно, что применение методов ИИ будет иметь также ряд ограничений и недостатков. Существенным минусом ИИ является потребность в большом количестве данных для обучения. Одной из основных проблем при разработке и внедрении систем ИИ в нефтегазовой отрасли является проблема сбора и организации данных. Первые проекты совместного использования данных только начинают появляться. Примером может служить проект межотраслевого сотрудничества OSDU (Open Subsurface Data Universe), разрабатываемый компанией Equinor [52], направленный на объединение данных по разведке и разработке месторождений. К настоящему моменту в нем участвуют уже 206 компаний, в том числе такие крупные, как Shell, BP, Total Energies, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Repsol S.A., Woodside Energy, Saudi Aramco. Еще одно ограничение алгоритмов работы ИИ заключается в том, что они основаны на выявлении закономерностей в уже известных наборах данных и могут не учитывать физические законы и принципы, которые управляют процессами отложения солей, а также взаимодействия факторов. Кроме того, ИИ может неправильно интерпретировать данные, если они неполны или неточны, что приводит к неверным прогнозам. Главный минус использования ИИ заключается в отсутствии прозрачности вычислений, которое может затруднить интерпретацию полученных результатов и сделает некоторые решения, принятые программой, необъяснимыми для оператора. Кроме того, следует учесть, что для нефтедобывающих компаний важным является вопрос конфиденциальности данных, следовательно, использование ИИ должно обеспечивать должную защиту от утечки данных, кибератак и других угроз безопасности. Таким образом, несмотря на широкие возможности и перспективы использования методов ИИ для прогнозирования процессов отложения солей в нефтепромысловых системах, на данном этапе необходимо использовать комбинацию ИИ и традиционных методов прогнозирования.

Заключение

Методы прогнозирования солеотложений в нефтепромысловых системах разрабатываются уже более 80 лет. Трудности в прогнозировании процессов солеотложения обусловлены неоднородностью состава попутно добываемых и закачиваемых вод, на основе которого проводятся расчеты, и изменением физико-химических параметров нефтепромысловых систем в процессе добычи и подготовки скважинной продукции.

В настоящее время для прогнозирования процессов солеотложения существует большое количество различных программных комплексов, в основе которых лежит термодинамический расчет химических равновесий. В целом используемые программные комплексы обладают достаточно широкими возможностями и способны с хорошей степенью достоверности предсказывать образование малорастворимых карбонатов и сульфатов, являющихся одними из основных компонентов неорганической части нефтепромысловых отложений. Тем не менее работы, посвященные оценке эффективности прогнозирования, демонстрируют, что в нефтепромысловых осадках часто встречаются компоненты, противоречащие расчетам, такие как сульфиды и хлориды, появление которых связано с более сложными процессами, протекающими в оборудовании, такими как выделение пузырьков газа, изменение скорости и формы потока жидкости, микробиологическая деятельность. Методология прогнозирования солеотложения в нефтепромысловых системах продолжает развиваться в следующих направлениях: выпадение органических солей и металлоорганических соединений; исследование условий и механизмов образования многокомпонентных отложений; совершенствование алгоритмов математического расчета отложений с учетом всех физико-химических параметров добычи, подготовки и транспортировки нефти с упором на кинетику процесса. В решении такого рода задач важную роль будет играть искусственный интеллект, несмотря на недостатки, связанные с потребностью в большом количестве данных для анализа, а также неочевидным путем принятия решения. Применение искусственного интеллекта станет эффективным инструментом, позволяющим расширить возможности моделирования за счет способности обрабатывать большие объемы информации. Искусственный интеллект способен построить новые эффективные модели с учетом многолетнего опыта добычи, обнаружить закономерности и особенности каждого месторождения.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бриков А.В., Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство по борьбе с образованием солей. М.: Де'Либри, 2018. 355 с.
2. Crabtree M., Eslinger D., Fletcher P. et al. Fighting Scale – Removal and Prevention // *Oilfield Rev.* 1999. Vol. 11. No. 3. P. 30–45.
3. Liu Y., Lu H., Li Y. et al. A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields // *Science of the Total Environment.* 2021. Vol. 775. P. 1–14.
4. Mady M.F., Kelland M.A. Review of Nanotechnology Impacts on Oilfield Scale Management // *ACS Applied Nano Materials.* 2020. Vol. 3. Iss. 8. P. 7343–7364.
5. Полякова Н.В., Задорожный П.А., Трухин И.С., Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Авраменко В.А. Моделирование солеосаждения в нефтепромысловом оборудовании платформы ПА-А // *Вестник ДВО РАН.* 2017. № 5. С. 98–105.
6. Трухин И.С., Полякова Н.В., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А. Моделирование процессов солеотложения в системе поддержания пластового давления платформы Пильтун-Астохская-А (проект «Сахалин-2») // *Вестник ДВО РАН.* 2017. № 5. С. 106–112.
7. Rajbongshi A., Gogoi S.B. A review on oilfield produced water and its treatment technologies // *Petroleum Research.* 2024. Vol. 298. P. 1–17.
8. Полякова Н.В., Трухин И.С., Задорожный П.А., Суховерхов С.В., Маркин А.Н., Авраменко В.А. Сравнение данных физико-химического моделирования и реального состава солеотложений в узлах нефтепромыслового оборудования платформы Пильтун-Астохская-Б (проект «Сахалин-2») // *Технологии нефти и газа.* 2017. № 3 (110). С. 26–33.
9. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F. et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs // *Pet. Sci.* 2020. Vol. 17. P. 990–1013.

10. Трухин И.С. Прогнозирование осадкообразования в узлах нефтепромыслового оборудования морских нефтедобывающих платформ (на примере проекта «Сахалин-2») / дис. ... канд. хим. наук: 02.00.04. Владивосток, 2020. 176 с.
11. Трухин И.С., Прокуда Н.А., Азарова Ю.А., Задорожный П.А., Суховерхов С.В. Изучение химического состава попутно добываемых пластовых и окружающих морских вод на нефтегазодобывающих платформах проекта «Сахалин-2» // ГИАБ. 2015. № 36. С. 225–234.
12. Samuel O., Othman M.H.D., Kamaludin R. et al. Oilfield-produced water treatment using conventional and membrane-based technologies for beneficial reuse: A critical review // *Journal of Environmental Management*. 2022. Vol. 308. 114556.
13. Семенова Т.В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод на стадии разработки месторождений южных нефтегазоносных районов Тюменской области // *Изв. вузов. Нефть и газ*. 2002. № 5. С. 65–70.
14. Чертовских Е.О., Кунаев Р.У., Качин В.А., Карпиков А.В. Отложения гипса при добыче нефти и газа на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении // *Вестник ИрГТУ*. 2013. № 12 (83). С. 143–148.
15. Всеволожский В.А., Киреева Т.А. Влияние глубинных газопаровых флюидов на формирование состава пластовых вод нефтегазовых месторождений // *Вестн. Моск. ун-та. Серия 4: Геология*. 2010. № 3. С. 57–62.
16. Bailey B., Crabtree M., Tyrie J. et al. Water control oilfield review // *Oilfield Review*. 2000. Vol. 12. Iss. 1. P. 30–51.
17. Абукова Л.А. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2002. № 5. С. 90–94.
18. Федорова А.Ф., Шиц Е.Ю. Методический комплекс по изучению химической совместимости пластовых флюидов с системами ППД // *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2011. Т. 54. № 3. С. 88–91.
19. Hu Y.-S., Min C. Identification and modeling of geochemical reactions occurring within the sandstone reservoir flooded by seawater // *Pet. Sci. Technol*. 2016. Vol. 34. No. 17/18. P. 1595–1601.
20. Liu F., Wang M. Review of low salinity waterflooding mechanisms: Wettability alteration and its impact on oil recovery // *Fuel*. 2020. Vol. 267. P. 1–17.
21. Попов С.Н. Численное моделирование техногенного солеотложения при закачке морской воды в продуктивный пласт на примере месторождения Жетғыбай (Казахстан) // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. № 2. С. 48–53.
22. Гаджиев Ф.М., Атакишева Н.А. Исследование химического состава смеси пластовой воды свиты «Перерыва» месторождения «Гюнешли» с водой Каспийского моря // *SOCAR Proceedings*. 2012. № 1. С. 30–40.
23. Moghadasi J., Muller-Steinhagen H., Jamaialahmadi M., Sharif A. Prediction of scale formation problem in oil reservoirs and production equipment due to injection of incompatible waters // *Asia-Pacific J. Chem. Eng.* 2006. Vol. 14. No. 3/4. P. 545–566.
24. Azizi J., Shadizadeh S.R., Manshad A.K., Jadidi N. Effects of pH and temperature on oilfield scale formation // *IJOGST*. 2018. Vol. 7. No. 3. P. 18–31.
25. Сафиуллин И.Р., Гараева Н.В., Цыбин С.С. и др. Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ*. 2023. № 2. С. 24–29.
26. Garba M.D., Sulaiman M.S. Oilfield Scales Treatment and Managerial Measures in the Fight for Sustainable Production // *PTDJ*. 2014. Vol. 2. P. 19–37.
27. Kamal M.S., Hussein I., Mahmoud M. et al. Oilfield scale formation and chemical removal: A review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018. Vol. 171. P. 127–139.
28. Rafiee H., Sorbie K., Mackay E. The Deposition Kinetics of Barium Sulphate Scale: Model Development // *Frontiers in Materials*. 2023. Vol. 10. P. 1–23.
29. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F. et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs // *Petroleum Science*. 2020. Vol. 17. Iss. 4. P. 990–1013.
30. Muryanto S., Bayuseno A., Ma H., Usamah M. Calcium carbonate scale formation in pipes: effect of flow rates, temperature and malic acid as additives on the mass and morphology of the scale // *Procedia Chem*. 2014. Vol. 9. P. 69–76.

31. Сыдыков Ж.Д., Самбаева Д.А., Толоконникова Л.И., Маймеков З.К. Образование арагонита и кальцита в системе $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-H}_2\text{O-CO}_2$ – воздух при различной минерализации раствора // Наука, новые технологии и инновации. 2008. № 3/4. С. 220–224.
32. Khormali A., Petrakov D.G., Javad M., Moein A. Experimental analysis of calcium carbonate scale formation and inhibition in waterflooding of carbonate reservoirs // J. Pet. Sci. Eng. 2016. Vol. 147. P. 843–850.
33. Ольховская В.А., Песков А.В., Ермошкин А.А., Гритчина В.В. Диагностирование состава солевых отложений методами рентгендифрактометрического и энергодисперсионного микроанализа // Нефтепромысловое дело. 2010. № 5. С. 44–52.
34. Fan M.M., Liu H.F., Dong Z.H. Microbiologically influenced corrosion of X60 carbon steel in CO_2 -saturated oilfield flooding water // Materials and Corrosion. 2013. Vol. 64. No. 3. P. 242–246.
35. Гусаков В.Н., Абдрашитова Р.Н., Колотыгина В.Н. Анализ условий формирования отложений галита и поиск реагентов для ингибирования // Вода: химия и экология. 2024. № 1. С. 29–41.
36. Кашаев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 433 с.
37. Awadh S.M., Al-Mimar H.S., Yaseen Z.M. Effect of Water Flooding on Oil Reservoir Permeability: Saturation Index Prediction Model for Giant Oil Reservoirs, Southern Iraq // Natural Resources Research. 2021. Vol. 30. P. 4403–4415.
38. Ивановский В.Н. Анализ существующих методик прогнозирования солеотложения на рабочих органах УЭЦН // Инженерная практика. 2009. Пилотный выпуск. С. 8–11.
39. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 294 с.
40. Bahadori A., Zahedi G., Zendejboudi S. Estimation of potential barium sulfate (barite) precipitation in oilfield brines using a simple predictive tool // Environ. Prog. Sustain. 2013. Vol. 32. No. 3. P. 860–865.
41. Verri G., Sorbie K.S., Silva D. A rigorous general work flow for accurate prediction of carbonate and sulphide scaling profiles in oil and gas wells // J. Pet. Sci. Eng. 2017. Vol. 156. P. 673–681.
42. Исаева Г.Ю. Основные проблемы оценки солеотложения при разработке гидротермальных ресурсов // Труды Института геологии ДНЦ РАН. 2009. № 55. С. 156–158.
43. Ситников А.В., Сенникова О.В., Жирнов М.В. и др. Прогнозирование солеотложения при смешивании различных типов вод в системе поддержания пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2007. № 9. С. 64–65.
44. Сальникова Ю.И. Результаты исследований совместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождении углеводородов в Западной Сибири // Успехи современного естествознания. 2024. № 2. С. 44–53.
45. Peretomode E., Eboibi B., Hart A., Ajie M. Modeling the impact of pH and reservoir temperature on the dissolution of quartz mineral due to oilfield chemical treatment // Petroleum Science and Technology. October, 2020. P. 1–15.
46. Sircar A., Yadav K., Rayavarapu K. et al. Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry // Petroleum Research. 2021. Vol. 6. Iss. 4. P. 379–391.
47. Хасанов И.И., Хасанова З.Р., Шакиров Р.А., Недельченко О.И. Обзор применения нейросетей в области добычи и транспорта нефти и газа // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022. № 3/4. С. 11–15.
48. Choubey S., Karmakar G.P. Artificial intelligence techniques and their application in oil and gas industry // Artificial Intelligence Review. 2021. Vol. 54 (5). P. 3665–3683.
49. Половова Т.А., Сульдина Г.А., Владимирова С.А., Телков О.А. Перспективы использования технологий искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли // Экономика: вчера, сегодня, завтра. 2023. Т. 13. № 3-1. С. 119–125.
50. Топольников А.С. Машинное обучение для механизированной добычи нефти // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 5. С. 14–19.
51. Falode O., Udomboso C., Ebere F. Prediction of Oilfield Scale Formation Using Artificial Neural Network (ANN) // Advances in Research. 2016. Vol. 7 (6). P. 1–13.

52. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е. и др. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 87–96.

REFERENCES

1. Brikov A.V., Markin A.N. *Neftepromyslovaya khimiya: Prakticheskoe rukovodstvo po bor'be s obrazovaniem solei* = [Oilfield Chemistry: A Practical Guide to Combating Salt Formation]. Moscow: De'Libri; 2018. 355 p. (In Russ.).
2. Crabtree M., Eslinger D., Fletcher P. et al. Fighting Scale – Removal and Prevention. *Oilfield Rev.* 1999;11(3):30–45.
3. Liu Y., Lu H., Li Y. et al. A review of treatment technologies for produced water in offshore oil and gas fields. *Science of the Total Environment.* 2021;775:1–14.
4. Mady M.F., Kelland M.A. Review of Nanotechnology Impacts on Oilfield Scale Management. *ACS Applied Nano Materials.* 2020;3(8):7343–7364.
5. Polyakova N.V., Zadorozhnyi P.A., Trukhin I.S., Markin A.N., Sukhoverkhov S.V., Avramenko V.A. Modeling of scaling in oilfield equipment of the Piltun-Astokhsкая-A platform. *Vestnik of the FEB RAS.* 2017;(5):98–105. (In Russ.).
6. Trukhin I.S., Polyakova N.V., Zadorozhnyi P.A., Sukhoverkhov S.V., Markin A.N., Avramenko V.A. Modeling of scaling in the system of maintaining reservoir pressure on the Piltun-Astokhsкая-A platform ('Sakhalin-2' project). *Vestnik of the FEB RAS.* 2017;(5):106–112. (In Russ.).
7. Rajbongshi A., Gogoi S.B. A review on oilfield produced water and its treatment technologies. *Petroleum Research.* 2024;298:1–17.
8. Polyakova N.V., Trukhin I.S., Zadorozhnyi P.A., Sukhoverkhov S.V., Markin A.N., Avramenko V.A. Comparison of physicochemical model and real composition of scales in oilfield equipment units of the platform "PA-B". *Oil and Gas Technologies.* 2017;3(110):26-33. (In Russ.).
9. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F. et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Pet. Sci.* 2020;17:990–1013.
10. Trukhin I.S. Prognozirovanie osadkoobrazovaniya v uzlakh neftepromyslovogo oborudovaniya morskikh nefte dobyvayushchikh platform (na primere proekta "Sakhalin-2") = [Prediction of scaling in oilfield production equipment units of offshore oil platforms (case study of the 'Sakhalin-2' project)]: Dissertation of Cand. Sci. (Chemistry). Vladivostok; 2020. 176 p. (In Russ.).
11. Trukhin I.S., Prokuda N.A., Azarova Yu.A., Zadorozhnyi P.A., Sukhoverkhov S.V. The produced and ambient sea water chemical composition research on the oil-and-gas platform of the project 'Sakhalin-2'. *Mining Informational and Analytical Bulletin.* 2015;36:225–234. (In Russ.).
12. Samuel O., Othman M.H.D., Kamaludin R. et al. Oilfield-produced water treatment using conventional and membrane-based technologies for beneficial reuse: A critical review. *Journal of Environmental Management.* 2022;308:114556.
13. Semenova T.V. Izmenenie ionno-solevogo sostava plastovykh vod na stadii razrabotki mestorozhdenii yuzhnykh neftegazonosnykh raionov Tyumenskoj oblasti = [Changes in the ion-salt composition of formation waters at the stage of development of deposits in the southern oil and gas regions of the Tyumen region]. *Higher Educational Institutions News. Neft' i Gaz.* 2002;(5):65–70. (In Russ.).
14. Chertovskikh E.O., Kunaev R.U., Kachin V.A., Karpikov A.V. Gypsum deposits under oil and gas production at Verkhnechonskoe oil/gas condensate field. *Polytech Journal.* 2013;12(83):143–148. (In Russ.).
15. Vsevolozhsky V.A., Kireeva T.A. Influence of deep gas-steam fluids on the composition of reservoir waters of oil and gas fields. *Moscow University Geology Bulletin.* 2010;65(3):209–215.
16. Bailey B., Crabtree M., Tyrie J. et al. Water control oilfield review. *Oilfield Review.* 2000;12(1):30–51.
17. Abukova L.A. Tekhnologiya avtomatizirovannogo vybora metoda izucheniya mineral'nogo soleotlozheniya v plastovykh i skvazhinnykh usloviyakh = [Technology of automated selection of the method for studying mineral salt deposition in reservoir and well conditions]. *Geology, Geophysics and Development of oil and Gas Fields.* 2002;(5):90–94. (In Russ.).

18. Fedorova A.F., Shits E.Yu. Metodicheskii kompleks po izucheniyu khimicheskoi sovmestimosti plastovykh flyuidov s sistemami PPD = [Methodological complex for studying chemical compatibility of formation fluids with reservoir pressure maintenance systems]. *Chem. & Chem. Tech.* 2011;54(3):88–91. (In Russ.).
19. Hu Y.-S., Min C. Identification and modeling of geochemical reactions occurring within the sandstone reservoir flooded by seawater. *Pet. Sci. Technol.* 2016;34(17/18):1595–1601.
20. Liu F., Wang M. Review of low salinity waterflooding mechanisms: Wettability alteration and its impact on oil recovery. *Fuel.* 2020;267:1–17.
21. Popov S.N. Numerical simulation of technogenic scaling during sea water injection into a productive formation with Zhetybai field (Kazakhstan) taken as an example. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2012;(2):48–53. (In Russ.).
22. Gadzhiev F.M., Atakisheva N.A. Study of formation water mixture chemical composition of “Guneshli” field “Interruption” suite with Caspian Sea water. *SOCAR Proceedings.* 2012;(1):30–40. (In Russ.).
23. Moghadasi J., Muller-Steinhagen H., Jamaialahmadi M., Sharif A. Prediction of scale formation problem in oil reservoirs and production equipment due to injection of incompatible waters. *Asia-Pacific J. Chem. Eng.* 2006;14(3/4):545–566.
24. Azizi J., Shadizadeh S.R., Manshad A.K., Jadidi N. Effects of pH and temperature on oilfield scale formation. *IJOGST.* 2018;7(3):18–31.
25. Safiullin I.R., Garaeva N.V., Tsybin S.S. et al. Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field. *Exposition Oil Gas.* 2023;2:24–29. (In Russ.).
26. Garba M.D., Sulaiman M.S. Oilfield Scales Treatment and Managerial Measures in the Fight for Sustainable Production. *PTDJ.* 2014;2:19–37.
27. Kamal M.S., Hussein I., Mahmoud M. et al. Oilfield scale formation and chemical removal: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2018;171:127–139.
28. Rafiee H., Sorbie K., Mackay E. The Deposition Kinetics of Barium Sulphate Scale: Model Development. *Frontiers in Materials.* 2023;10:1–23.
29. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F. et al. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. *Petroleum Science.* 2020;17(4):990–1013.
30. Muryanto S., Bayuseno A., Ma H., Usamah M. Calcium carbonate scale formation in pipes: effect of flow rates, temperature and malic acid as additives on the mass and morphology of the scale. *Procedia Chem.* 2014;9:69–76.
31. Sydykov Zh.D., Sambaeva D.A., Tolokonnikova L.I., Maimekov Z.K. Obrazovanie aragonita i kal'tsita v sisteme $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-H}_2\text{O-CO}_2$ – vozdukh pri razlichnoi mineralizatsii rastvora = [Formation of aragonite and calcite in the system $\text{Ca}(\text{OH})_2\text{-H}_2\text{O-CO}_2$ – air at different mineralization of the solution]. *SNTIK.* 2008;(3/4):220–224. (In Russ.).
32. Khormali A., Petrakov D.G., Javad M., Moein A. Experimental analysis of calcium carbonate scale formation and inhibition in waterflooding of carbonate reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2016;147:843–850.
33. Olkhovskaya V.A., Peskov A.V., Ermoshkin A.A., Gritchina V.V. Diagnostirovanie sostava solevykh otlozhenij metodami rentgendifraktometricheskogo i ehnergodispersionnogo mikroanaliza = [Diagnosing of salt sediments composition by methods of x-ray-diffractometric and power-disperse micro-analysis]. *Oilfield Engineering.* 2010;(5):44–52. (In Russ.).
34. Fan M.M., Liu H.F., Dong Z.H. Microbiologically influenced corrosion of X60 carbon steel in CO_2 -saturated oilfield flooding water. *Materials and Corrosion.* 2013;64(3):242–246.
35. Gusakov V.N., Abdrashitova R.N., Kolotygina V.N. Analysis of the formation conditions of halite deposits and the search of reagents for inhibition. *Water: Chemistry and Ecology.* 2024;(1):29–41. (In Russ.).
36. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt-formation during oil production. Moscow: Orbita-M; 2004. 433 p. (In Russ.).
37. Awadh S.M., Al-Mimar H.S., Yaseen Z.M. Effect of Water Flooding on Oil Reservoir Permeability: Saturation Index Prediction Model for Giant Oil Reservoirs, Southern Iraq. *Natural Resources Research.* 2021;30:4403–4415.
38. Ivanovskii V.N. Analiz sushchestvuyushchikh metodik prognozirovaniya soleotlozheniya na rabochikh organakh UEHTSN = [Analysis of existing methods for predicting salt deposition on the working

organs of submersible electric centrifugal pumps (UECN)]. *Engineering Practice*. 2009;(Pilot episode):8–11. (In Russ.).

39. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverkhov S.V. Production chemistry: guidance manual. Vladivostok: Dal'nauka; 2011. 294 p. (In Russ.).

40. Bahadori A., Zahedi G., Zendejboudi S. Estimation of potential barium sulfate (barite) precipitation in oilfield brines using a simple predictive tool. *Environ. Prog. Sustain*. 2013;32(3):860–865.

41. Verri G., Sorbie K.S., Silva D. A rigorous general work flow for accurate prediction of carbonate and sulphide scaling profiles in oil and gas wells. *J. Pet. Sci. Eng*. 2017;156:673–681.

42. Isaeva G.Yu. Osnovnye problemy otsenki soleotlozheniya pri razrabotke gidrotermal'nykh resursov = [The main problems of salt deposition assessment in the development of hydrothermal resources]. *Proceedings of the Institute of Geology, Dagestan Scientific Center, RAS*. 2009;(55):156–158. (In Russ.).

43. Sitnikov A. V., Sennikova O.V., Zhimov M.V. et al. Forecasting of scale at mixing of various types of waters in the reservoir pressure maintenance system. *Oil Industry*. 2007;(9):64–65.

44. Salnikova Yu.I. Results of studies on the compatibility of formation and injected water in hydrocarbon fields in Western Siberia. *Advances in Current Natural Sciences*. 2024;(2):44–53. (In Russ.).

45. Peretomode E., Eboibi B., Hart A., Ajie M. Modeling the impact of pH and reservoir temperature on the dissolution of quartz mineral due to oilfield chemical treatment. *Petroleum Science and Technology*. 2024;(October):1–15.

46. Sircar A., Yadav K., Rayavarapu K. et al. Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry. *Petroleum Research*. 2021;6(4):379–391.

47. Khasanov I.I., Khasanova Z.R., Shakirov R.A., Nedel'chenko O.I. Overview of the use of neural networks in the field of oil and gas production and transportation. *Transport and Storage of oil Products and Hydrocarbons*. 2022;(3/4):11–15. (In Russ.).

48. Choubey S., Karmakar G.P. Artificial intelligence techniques and their application in oil and gas industry. *Artificial Intelligence Review*. 2021;54(5):3665–3683.

49. Polovova T.A., Sul'dina G.A., Vladimirova S.A., Telkov O.A. Prospects for the use of artificial intelligence technologies in the oil and gas industry. *Economics: Yesterday, Today and Tomorrow*. 2023;13(3-1):119–125. (In Russ.).

50. Topol'nikov A.S. Mashinnoe obuchenie dlya mekhanizirovannoi dobychi nefi = [Machine Learning for Artificial Oil Recovery]. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2021;(5):14–19. (In Russ.).

51. Falode O., Udomboso C., Ebere F. Prediction of Oilfield Scale Formation Using Artificial Neural Network (ANN). *Advances in Research*. 2016;7(6):1–13.

52. Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E. et al. Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesources*. 2020;22(3):87–96. (In Russ.).