

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(технические науки)



Научная статья
УДК 622.276.4
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

**АНАЛИЗ ПРИЧИН И ЭФФЕКТИВНОСТИ БОРЬБЫ
С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ НА ДОБЫВАЮЩЕМ
ФОНДЕ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**Денис Александрович Иванов^{1*},
Рамиль Фаритович Валиев²,
Дмитрий Сергеевич Надеен³,
Ришат Наилевич Шагисламов⁴,
Руслан Геннадьевич Кожевников⁵**

- ¹ ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 3, стр. 16, Покровский б-р, Москва, 109028, Российская Федерация), с 18.09.2024 Высшая школа нефти, Переводная инженерная школа нефти (д. 186а, ул. Советская, г. Альметьевск, 423450, Российская Федерация)
^{2, 3, 4} ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 3, стр. 16, Покровский б-р, Москва, 109028, Российская Федерация)
⁵ ЛУКОЙЛ (д. 11, Сретенский б-р, Москва, 101000, Российская Федерация)
¹ denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>
² ramil.valiev@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-9000-9616>
³ dmitry.nadeen@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0003-6626-7621>
⁴ rishat.shagislamov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0009-9669-8485>
⁵ ruslan.g.kozhevnikov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-5799-5039>
* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Проведен комплексный анализ всех отказов и замен глубинно-насосного оборудования (ГНО) на объектах одного региона Западной Сибири на осложненном солеотложениями фонде скважин. Всего было осуществлено порядка 2500 замен ГНО из-за отказов за период 2019–2023 гг. Все скважины с осложнениями были либо оснащены предвключенным устройством для предотвращения выпадения солей, либо на скважинах были проведены регламентные работы с использованием хим. реагентов. По итогам сбора и систематизации данных были идентифицированы основные объекты с наибольшим количеством отказов и осложнений. Всего выбрано 24 объекта, где было приведено порядка 1400 замен ГНО за этот период. Для этих объектов был проведен поиск системных причин образования солеотложений с проведением дополнительных аналитических исследований. Осложнения на объектах меловых и юрских отложений имеют разный характер происхождения. Опыт работы на юрских отложениях может быть использован для составления новых регламентов и методических рекомендаций, так как текущий комплекс мероприятий и программа работ имеют определенные недостатки. В рамках выполнения анализа подготовлена пилотная схема сбора, обобщения и анализа данных, которая далее может быть

расширена до полноценной нейронной сети. В частности, проведено объединение нескольких баз данных и подготовлены новые базы данных на основании исходных лабораторных исследований, которые ранее не учитывали при анализе причин выхода оборудования из строя. Проанализированы подходы и результаты работ нескольких территориальных объединений, что позволяет выявить лучшие практики и провести сопоставление разных подходов и методов борьбы с осложнениями.

Ключевые слова: Западная Сибирь, осложненный фонд скважин, солеотложения, меловые залежи, юрские отложения, электроприводной центробежный насос, наработка на отказ

Для цитирования: Иванов Д. А., Валиев Р. Ф., Надеен Д. С., Шагисламов Р. Н., Кожевников Р. Г. Анализ причин и эффективности борьбы с солеотложениями на добывающем фонде в Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 143–178. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

Финансирование: работа выполнялась в рамках договора между ООО «Лукойл-Инжиниринг» и ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в 2023 году по абонентскому обслуживанию.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 03.09.2024;
одобрена после рецензирования 03.11.2024;
принята к публикации 10.12.2024.

**2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields
(Technical Sciences)**
Research article

**Analysis of the causes and methods used
to mitigate scale deposits at the production wells
in Western Siberia**

**Denis A. Ivanov^{1*},
Ramil F. Valiev²,
Dmitry S. Nadeen³,
Rishat N. Shagislamov⁴,
Ruslan G. Kozhevnikov⁵**

¹ LUKOIL-Engineering (3, Bldg 1b, Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation) as of 18 September 2024 Higher School of Petroleum, Advanced petroleum engineering school (186a, Sovietskaya St., Almet'yevsk, Russian Federation).

^{2, 3, 4} LUKOIL-Engineering (3, Bldg 1b, Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation).

⁵ LUKOIL (11, Sretensky Blvd, Moscow, 101000, Russian Federation)

¹ denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

- ² ramil.valiev@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-9000-9616>
³ dmitry.nadeen@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0003-6626-7621>
⁴ rishat.shagislamov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0009-9669-8485>
⁵ ruslan.g.kozhevnikov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0006-5799-5039>
* Corresponding author

Abstract.

A comprehensive analysis of all failures and replacements of sub-surface lifting equipment in one region of Western Siberia on a well stock with problems due to scale deposits has been carried out. In total, about 2,500 equipment replacements (electrical submersible pump) were carried out due to failures during the period 2019–2023. All wells with complications were either equipped with a pre-connected device to prevent scale precipitation, or routine maintenance was carried out on the wells using chemical agents. Based on the results of data collection and systematization, the main objects with the highest number of failures and complications were identified. A total of 24 formations were selected, where about 1,400 equipment replacements were carried out during this period. For these objects, a search was carried out to identify systemic causes of the formation of scale deposits with additional analytical studies. Complications at Cretaceous and Jurassic formation have different origins. Newly gained experience on Jurassic formation production can be used to draw up new regulations and methodological recommendations, since the current set of measures and the work program have certain limitations. As part of the analysis, a pilot scheme for data collection, generalization and analysis has been prepared, which can then be expanded to a full neural network. In particular, several databases were combined and new databases were prepared based on initial laboratory studies that had not previously been considered when analyzing the causes of equipment failure. The approaches and results independent producers are analyzed, which allows us to identify best practices and compare different approaches and methods of dealing with complications.

Keywords:

Western Siberia, well stock with problems, scale deposits, Cretaceous deposits, Jurassic deposits, electric submersible pump, mean time between failures

For citation:

Ivanov DA, Valiev RF, Nadeen DS, Shagislamov RN, Kozhevnikov RG. Analysis of the causes and methods used to mitigate scale deposits at the production wells in Western Siberia. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):143-178. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.7>

Funding:

the work was carried out under the agreement between LUKOIL-Engineering LLC and LUKOIL – Zapadnaya Sibir LLC in 2024 as part of a service contract.

Conflict of interest:

the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 03.09.2024;
approved after reviewing 03.11.2024;
accepted for publication 10.12.2024.

Введение

Изучение свойств пластовой воды с различным минеральным составом относится к отдельному научному направлению [1]. Для каждого региона и объекта проводятся комплексные исследования свойств пластовой воды с определением трендов и закономерностей [2–3]. Последствия нарушения равновесного состояния с выпадением твердого минерального осадка имеет существенные негативные последствия [4–7]. Численное моделирования процесса выпадения минералов в пласте, в призабойной зоне, также развивается и активно применяется в отрасли [9–12]. Разработаны различные способы борьбы с солеотложением для улучшения показателей работы насосного оборудования [13–19]. В последнее время в данном направлении активно развивается применение машинного обучения и искусственного интеллекта [20–25].

Динамика добычи нефти на основных месторождениях Западно-Сибирского региона снижается уже не первый десяток лет. Ввод новых объектов сопряжён с рисками и более высокими требованиями к оборудованию и технологическим режимам. Поддержание добычи и работа действующего фонда зрелых месторождений требует роста издержек. Рост расходов и себестоимости производства может привести к нерентабельности добычи на объекте или месторождении в целом. Для продолжения рентабельной добычи необходимо принимать меры для повышения эффективности. Недостаточное количество мероприятий может и вовсе привести к внеплановым остановкам или авариям. На многих объектах не существует возможности достичь необходимой себестоимости нефти для рентабельной добычи и для продолжения добычи вводятся налоговые льготы. Это позволяет на месторождении увеличивать конечную нефтеотдачу. При отсутствии технологических, налоговых и управленческих решений по обеспечению рентабельной добычи, добычу на месторождении будет необходимо прекратить. Остановка добычи ведет за собой необратимые социальные последствия и дополнительные безвозвратные расходы, связанные с ликвидацией промысла.

Одним из важных показателей эффективности является наработка глубинно-насосного оборудования на отказ. Выход любого

ключевого элемента оборудования из строя приводит к прекращению добычи на скважине. Для запуска скважины в добычу требуется проведение текущего ремонта по извлечению вышедшего из строя оборудования и спуска нового оборудования. Электроцентробежный насос (ЭЦН) или насосно-компрессорные трубы (НКТ) вышедшие из строя при работе менее одного года, подлежат расследованию и замене в соответствии с гарантией. Гарантия компенсирует только часть затрат на само оборудование. Затраты, понесенные на текущий ремонт и потери добычи, не подлежат компенсации. В Западной Сибири наиболее распространенным способом эксплуатации является погружной ЭЦН. Данный вид оборудования в идеальных условиях способен отработать многие годы. Однако, даже небольшие отклонения в работе могут привести к быстрой остановке из-за выхода критических компонентов из строя. Насос оснащён электродвигателем, который расположен под насосом. Двигатель постоянно охлаждается потоком добываемой жидкости. В случае увеличения потока газа и снижения потока жидкости, двигатель будет быстро нагреваться и чаще выходить из строя. Данное обстоятельство вносит основное ограничение при эксплуатации. На практике допускают эксплуатацию ЭЦН с забойным давлением ниже давления насыщения с образованием определенного количества свободного газа. Свободный газ при этом отделяется на забое, поступает в затрубное пространство и не поступает в сам насос. Такой режим эксплуатации повышает производительность за счет увеличения депрессии, но увеличивает риски выхода оборудования из строя. Параметры работы насоса контролируются датчиками на постоянной основе. На практике все насосы стараются эксплуатировать с максимальной производительностью с оптимальным энергопотреблением.

Вынос механических примесей из пласта происходит на всех объектах в разной степени. Механические примеси, такие как частицы породы, способны нанести механические повреждения ключевым органам насоса. Данные осложнения исключаются путем установки определенных фильтров, но необходимо правильно определить размеры частиц и параметры фильтра. Все нефти содержат асфальтно-смолисто-парафинистые фракции (АСПО), которые яв-

ляются твердыми веществами в чистом виде. В пластовых условиях эти фракции находятся в растворенном состоянии. Газосодержание, давление и температура являются тремя основными факторами, которые влияют на степень растворимости АСПО в нефти. В зоне подачи жидкости в насос и в самом насосе часто меняется одновременно температура, давление и газосодержание, что приводит к выпадению АСПО. Выпадение может привести к механическому повреждению, а также к увеличению степени износа оборудования за счет роста нагрузок на вращающиеся части. На практике для борьбы с выпадением АСПО используют химические реагенты. Реагенты по-разному работают в разных нефтях и условиях и не существует универсальных средств борьбы. Агрессивная среда с присутствием сероводорода и/или углекислого газа тоже является проблемной областью, но эти осложнения не распространены в этом регионе.

Один из наиболее сложных и распространенных видов осложнений связан с солеотложением. Определенные объекты содержат пластовые воды с минералами, которые способны формировать стабильные соли. Рост температур в зоне насоса приводит к уменьшению растворимости определенных минералов и приводит к их выпадению в виде твердого осадка. Эти процессы чаще всего происходят на месторождениях, где пластовая вода является нестабильной с максимальной концентрацией определённых растворенных минералов. Больше всего на степень растворимости влияет температура, далее следует давление и объем растворенного газа в воде. Кроме того, разные минералы воздействуют друг на друга и снижают взаимную степень растворимости. Для каждого минерала существует своя зависимость растворимости от вышеперечисленных факторов. Эти зависимости установлены для каждого минерала отдельно в чистом виде. В случае реальных условий, где присутствует коктейль из минералов, то предсказать, когда будет выпадать твердый осадок, практически невозможно и определяется только эмпирически. Выпадение солей также увеличивает степень коррозии и износа. К забойному двигателю по кабелю подается электропитание. Выпадение солей в зоне электропитания существенно влияет на электропроводность и работу электрооборудования. Отказы оборудования могут происходить из-за короткого замыкания.

Вторым фактором, приводящим к выпадению солей, является несовместимость закачиваемых и пластовых вод. При смешивании разных вод происходит реакция разных минералов и продукты реакции могут быть нерастворимыми. Выпадение может происходить как в самом пласте, так и в призабойной зоне и на рабочих органах насоса. Составы пластовых вод также могут существенно отличаться по площади. Законтурные подстилающие воды водоносного горизонта, как правило, являются более пресными за счет конвекционных потоков и подпитки из удаленных поверхностных пресных источников. В процессе разработки воды способны вымывать породы с растворением дополнительных минералов и ростом рисков выпадения этих минералов в скважинах и трубопроводах. В данном случае это относится к минералам с содержанием стронция.

Юрские отложения в большинстве случаев содержат нестабильные соли и подвержены максимальным рискам отказа оборудования из-за солеотложения с самого начала разработки. Меловые отложения имеют пониженную минерализацию с меньшим риском осложнений. Однако на многих крупных меловых объектах в определенный период времени на более ранних этапах развития в качестве закачиваемой воды использовали сеноманские воды. Сеноманские воды закачивали совместно с добываемой подтоварной водой в разных пропорциях. В начальный период добычи с низкой обводненностью для компенсации отбора закачкой необходимо закачивать воды из других горизонтов из специально пробуренных водозаборных скважин, так как добываемой воды для поддержания пластового давления недостаточно.

Солеотложения и выпадение АСПО часто инициируется на неровной шероховатой поверхности. Использование оборудования и труб с более гладкими поверхностями не только снижает трение, но снижает интенсивность выпадения солей и АСПО одновременно. В этом случае твердые частицы будут оставаться в потоке жидкости во взвешенном состоянии и продолжать движение. Солеотложение как правило начинается с образования кристаллов, где твердые микромеханические примеси служат как источник зародышей. Все процессы начинают производиться в потоке в подвешенном состоянии и далее происходит разделение твердых и жидких фаз. Условия,

присущие насосам, где меняются направления и скорости потока, крайне благоприятствуют данному разделению и формированию твердого осадка.

Методы борьбы с осложнениями

Основные методы борьбы с солеотложениями подразделяются на методы предупреждения (предотвращения) образования солеотложений и методы удаления солеотложений. Обработка скважин ингибитором солеотложений создает защитную пленку на поверхности образовавшегося кристалла соли, которая препятствует дальнейшей коагуляции (слипанию) мелких кристаллов в крупные. Возможны следующие технологии подачи ингибитора солеотложений в добывающую скважину:

- закачка ингибитора в пласт при текущем капитальном ремонте скважин (ТКРС);
- добавление ингибитора в жидкость продавки при производстве гидроразрыва пласта (ГРП);
- периодическая закачка в затрубное пространство скважины мобильный блок реагентного хозяйства (МБРХ);
- смена объема на ингибированную жидкость перед запуском ЭЦН на скважинах после проведения ГРП;
- постоянная подача в затрубное пространство скважины блок дозирования реагентов (БДР);
- подача на прием насоса по капиллярному трубопроводу;
- капсулированный ингибитор в зона успокоения мех-примесей и флюидов (ЗУМПФ) скважины;
- погружной контейнер с реагентом в составе ГНО.

Физические методы предупреждения солеотложений (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости) воздействуют переменным электромагнитным полем на скважинный флюид, в результате чего в добываемой жидкости происходит активное образование мелких кристаллов измененной структуры, которые выносятся на поверх-

ность, не откладываясь на скважинном оборудовании. Резонансно-волновой комплекс (РВК) монтируется в нижнем основании погружного двигателя установки ЭЦН, при этом погружной электродвигатель (ПЭД) должен быть модернизирован (создание источника тока для РВК от статора ПЭД).

Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям, применение ЭЦН с рабочими органами из полимерных материалов не решает полностью проблему солеотложения на рабочих органах ЭЦН, но позволяет улучшить защитный эффект при комбинировании с другими, вышеперечисленными методами предупреждения.

Текущее состояние добычи объектов с осложнениями

Фонд добывающих скважин в рассматриваемом Западно-Сибирском регионе составляет более 18 тыс. штук. Рассмотрены отказы за период 2019–2023 год. За этот период было порядка 2500 остановок. Наибольшее количество остановок и отказов произошло на 24 объектах 15 месторождений, включая 9 объектов в меловых отложениях, 11 юрских объектов, 3 ачимовских объекта и один объект викуловской свиты. На эти 24 объекта приходится 1400 отказов или порядка 60%. Общий добывающий фонд скважин на этих 24 объектах составляет порядка 7 тыс. штук. На приоритетных 15 месторождениях с учетом второстепенных, менее значимых объектов, произошло порядка 1700 отказов или 70% от общего числа. По каждому объекту подготовлен анализ по оборудованию, вышедшему из строя. Также проведен анализ технической информации включая методы борьбы, дебит жидкости и обводненность. Сводная статистика отказов по всем объектам по всему рассмотренному региону представлена на таблице 1. Больше всего отказов происходит за счет отказа кабеля. Также выделяются отказы погружного электродвигателя (ПЭД), которые в среднем происходят на осложненном фонде с меньшей обводненностью и большим дебитом жидкости. Вероятно, в этих условиях предупреждающие меры имеют меньшую эффективность. Отказ НКТ связан с коррозией и в среднем происходит при более высокой обводненности.

Таблица 1. СВОД СТАТИСТИКИ ПО ОТКАЗАМ ЗА ПЕРИОД 2019–2023
Table 1 Failures of statistics summary for the period 2019–2023

Элемент отказа	Число отказов	Доля, %	Наработка на отказ, суток	Средняя обводненность, %	Средний дебит жидкости, тонн/с
Кабель	769	39%	614	72,0	43,9
Насос	674	34%	634	72,4	44,4
НКТ	157	8%	543	74,0	47,4
ПЭД	129	7%	561	60,6	51,6
Прочее, включая ГТМ	243	12%	433	66,8	26,0

Пик добычи в рассмотренном регионе был достигнут в середине 2000-х и далее происходит естественное снижение за счет истощения запасов. Пиковый уровень добычи жидкости и закачки воды был достигнут в 2015 году, после чего была изменена стратегия с введением ограниченных отборов с меньшей закачкой. Фонд добывающих скважин стабильно увеличивается на протяжении порядка 25 лет. Выбывтие происходит только в случае достижения нерентабельных показателей с достижением обводненности порядка 98–99 %. В целом в регионе стремятся не допускать выбытия фонда, проводя различные мероприятия на обводненном и аварийном фонде скважин. Данная стратегия позволяет стабилизировать падение добычи и обеспечивать максимальную выработку. Часть этих мероприятий относится к осложненному фонду скважин с солеотложениями. Рост добычи на новых объектах, включая юрские и ачимовские отложения, в целом увеличивает фонд осложненных скважин с солеотложением из-за того, что пластовые воды имеют нестабильный минеральный состав. Закачка несовместимых вод с сеноманских отложений применяется на многих объектах и имеет

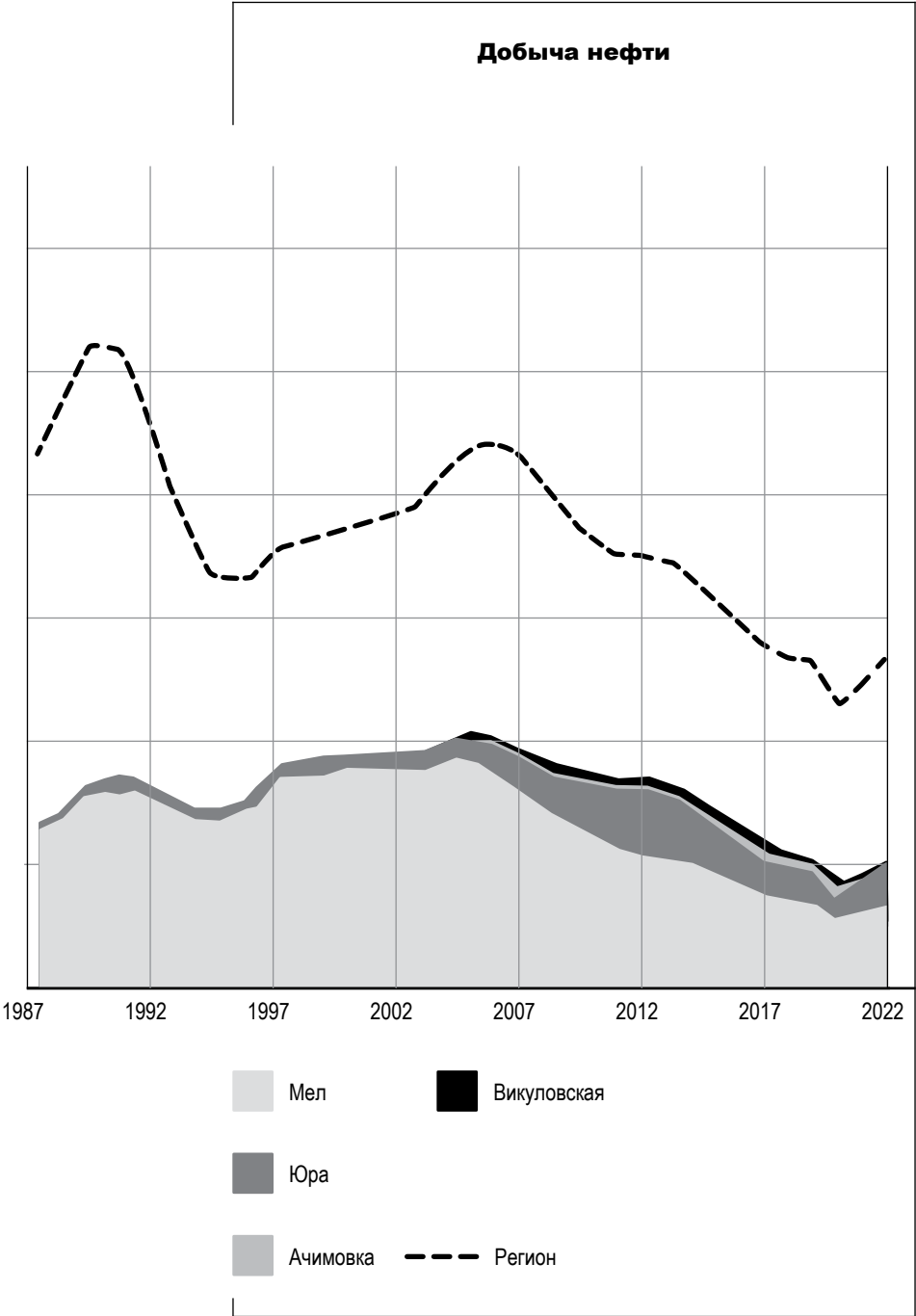


Рис. 1. Динамика добычи нефти региона и объектов с осложнениями.
Fig 1. Dynamics of oil production in the region and objects with complications.

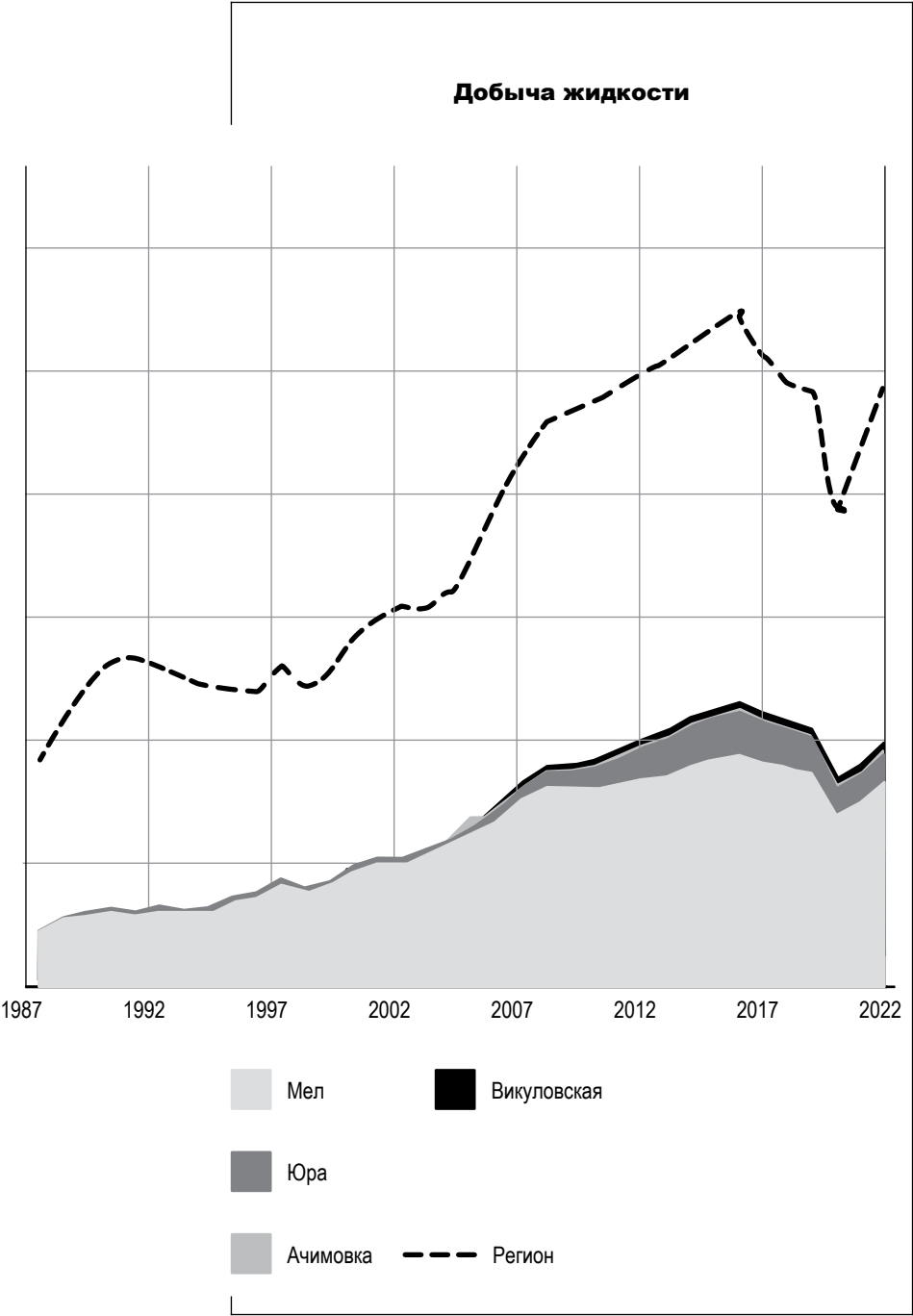


Рис. 2. Динамика добычи жидкости региона и объектов с осложнениями.
Fig 2. Dynamics of liquid production in the region and objects with complications.

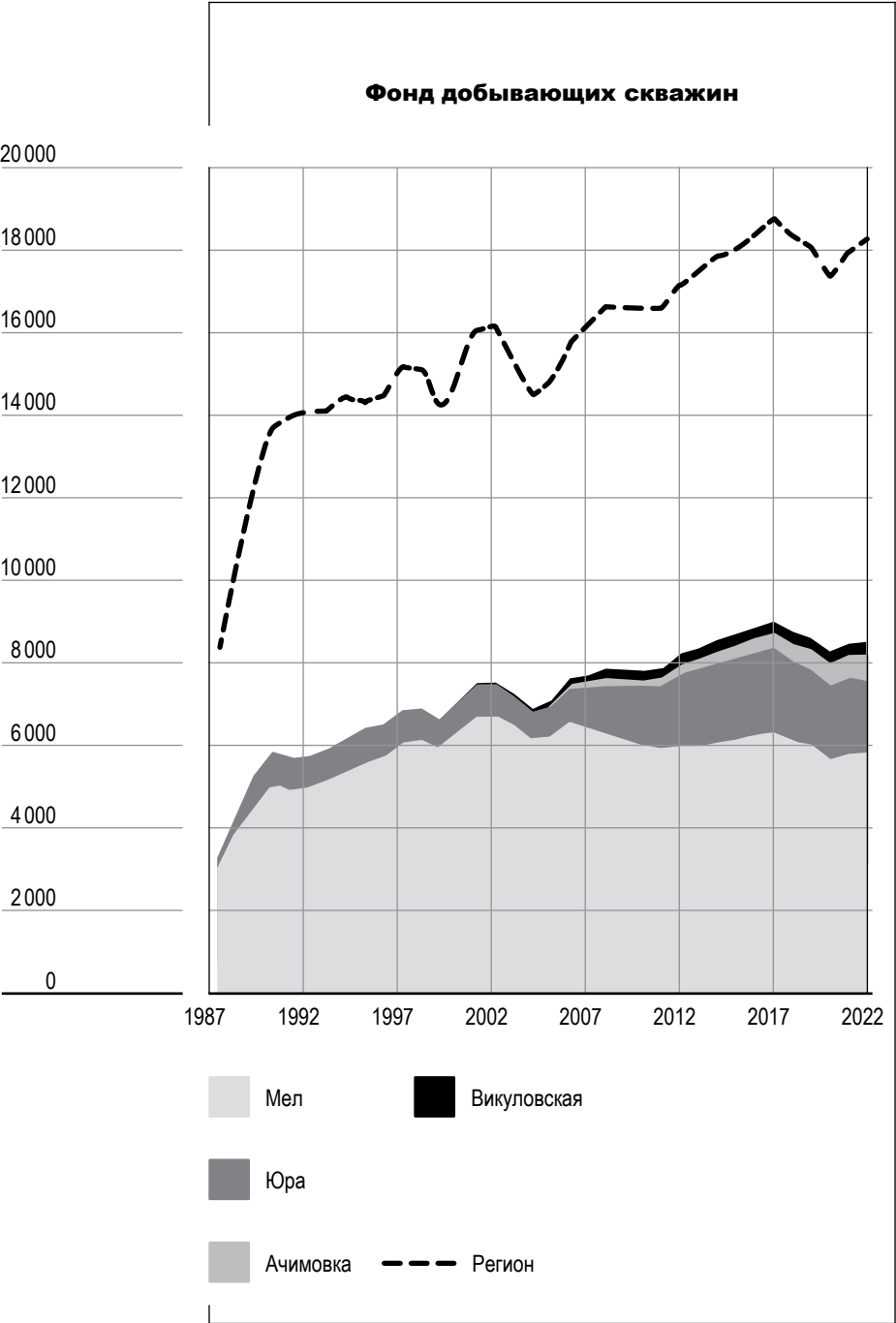


Рис. 3. Динамика действующего фонда добывающий скважин ре-
гиона и объектов с осложнениями.
Fig 3. Dynamics of the currently producing wells in the region and
objects with complications.

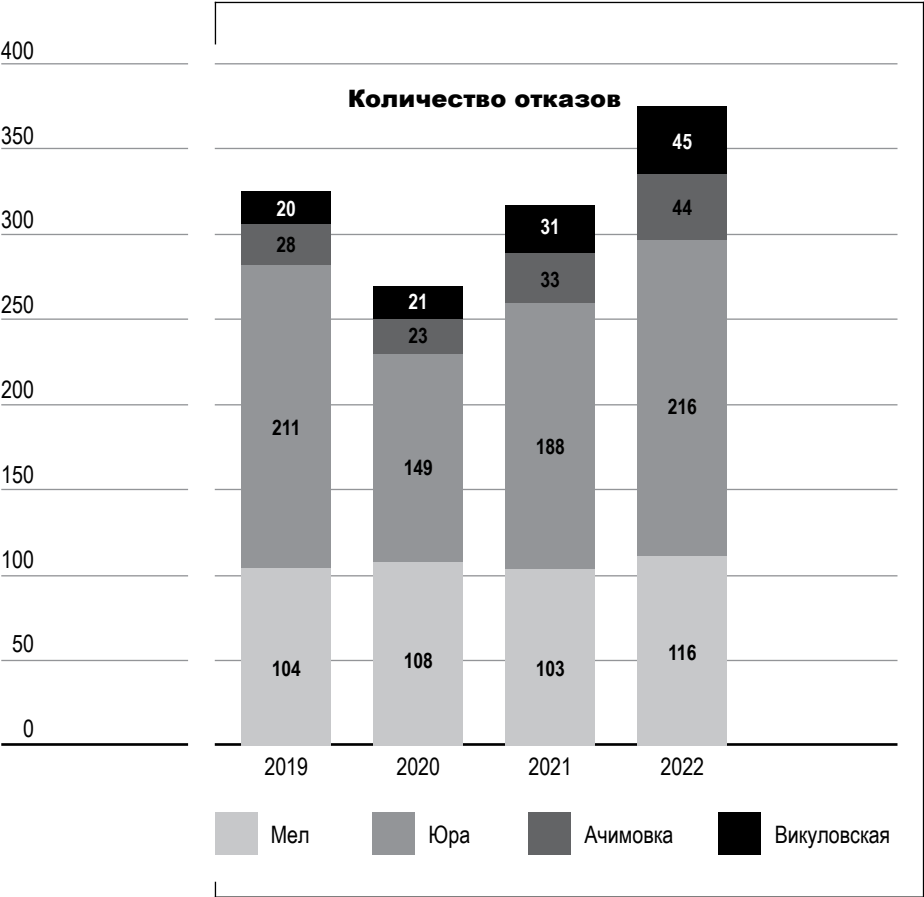


Рис. 4. Динамика отказов на основных объектах.
Fig 4. Dynamics of failures at the main objects.

замедленный характер действия, который возможно еще не достиг пиковых значений в части роста осложнённого фонда. Ниже на рисунке 1 представлена динамика добычи нефти в рассмотренном регионе, и суммарная добыча объектов мела, юры, ачимовки и викуловской свиты, где имеется наибольшее количество осложненного фонда скважин и отказов (24 объекта в сумме). Также на рисунке 2 и рисунке 3 представлен объем добычи жидкости и фонд добывающих скважин по аналогичным объектам.

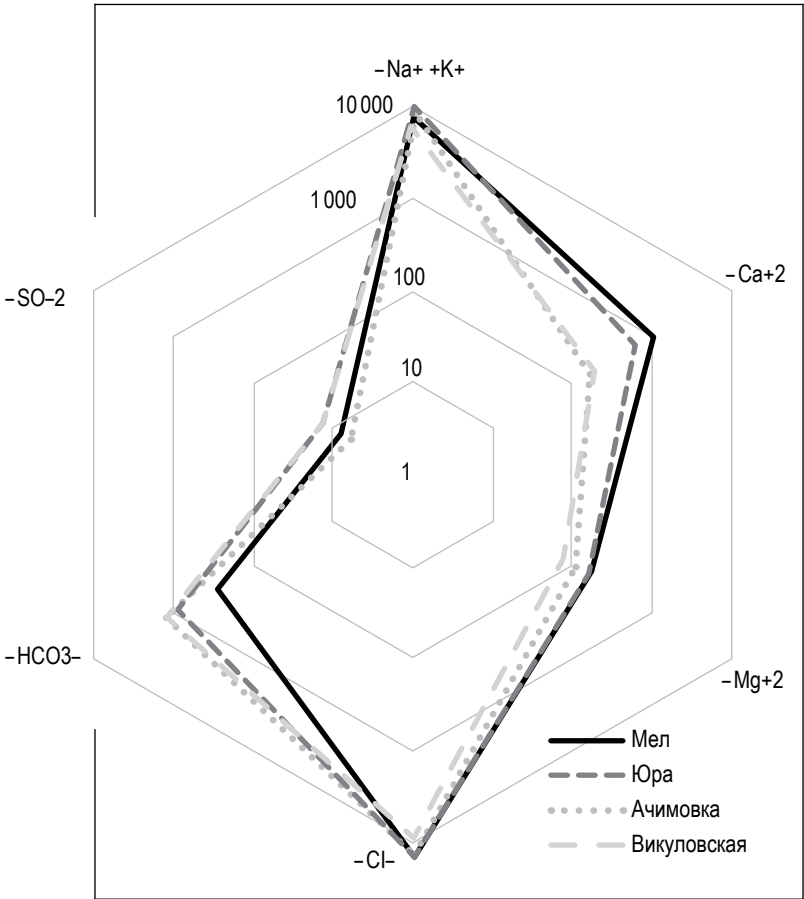


Рис. 5. Состав пластовых вод основных объектов.
Fig 5. Composition of reservoir waters of the main objects.

Ниже на рисунке 4 представлена динамика отказов по рассмотренным объектам. Снижение в 2020 году связано с остановкой части фонда скважин в связи с введением ограничений добычи по соглашению ОПЕК+ в РФ. Наиболее проблемными являются объекты юрских отложений, где на действующем фонде скважин на рассмотренных объектах происходит более 200 отказов в год, при этом действующий фонд добывающих скважин этих объектов равен порядка 2000. Средний состав пластовых вод ка каждом объекте в

регионе представлен на рисунке 5. Количество сульфатов в пластовой воде на юрских объектах значительно выше, чем на других, что приводит к большему числу осложнений.

Материалы и методы исследований

Основной причиной выполнения данной работы стало отсутствие положительной динамики в количестве отказов на осложненном фонде в регионе. Сложившаяся практика не позволяла контролировать и влиять на процесс, где многие решения принимаются на местах. Изменение характера и причин осложнений требует более сложного и многостороннего анализа проблем. Также важным вопросом является коммерческая составляющая, так как определенные методы борьбы (например, электромагнитное воздействие) по стоимости значительно превышают другие и имеют сомнительную экономическую эффективность.

Аналогичные работы ранее не проводилась и многие исходные данные собирались, консолидировались и анализировались впервые. Каких-либо методических рекомендаций или алгоритмов не существует. На уровне вышестоящих производственных объединений сводится информация только о количестве осложненных скважин и другие обобщающие данные. Сбор и консолидация исходных данных из разных территориальных производственных предприятиях (ТПП) проведена впервые, и позволила проанализировать разные подходы и практики, которые применяют на местах. Данные по отказам, полученные от ТПП по каждой скважине, не содержали часть важной технической информации, включая объект разработки. В процессе выполнения анализа потребовалось провести объединение нескольких баз данных. Расследование причин отказов начинается в лаборатории с химанализа проб в каждом ТПП. В рамках данной работы были запрошены и проанализированы все исходные лабораторные отчеты за рассматриваемый период. В лабораториях анализируют состав выпавших солей, органических, и других неорганических веществ на оборудовании, которое вышло из строя. В разных ТПП предпочитали разные методы борьбы и имеется разная статистика. Подходы, применяемые для перевода скважин в осложненный фонд скважин, также значительно отлича-

лись. Это приводит к тому, что в разных ТПП имеется существенное отличие применяемых критериев перевода скважин в осложненный фонд и разные критерии применения предупреждающих мер. Действующие регламенты не дают четких объективных критериев перевода скважин в осложненный фонд. По итогам кросс-анализа выяснилось, что в одних ТПП имеется фонд скважин с очень высокой наработкой на отказ, стабильными водами, но числящимися в осложненном фонде с чрезмерными расходами на предупреждающие мероприятия. В других ТПП напротив, объекты с нестабильными солями имели низкое число скважин в осложненном фонде и недостаточное количество мероприятий. В одном ТПП в основном применяли химреагенты в качестве превентивных мер, при этом в других ТПП в основном применяли предвключенные устройства. Разные подходы приводят к неоптимальным распределениям ресурсов, что потребовалось детально изучить. Отсутствие необходимой сводной технической информации по осложненному фонду не позволяет оценивать ситуацию даже на субъективном уровне.

При вводе новых юрских объектов в разработку в конце 2000-х из-за наличия нестабильных солей возникли первоочередные сложности, связанные с солеотложением (в первую очередь барит сульфата) при проведении ГРП. Эти осложнения были решены в приоритетном порядке и подготовлены ингибирующие составы и технологии. На основании этих решений подготовлены отраслевые регламенты. Однако, осложнения, возникающие за счет выпадения солей на органах насоса, имеют продолжительный замедленный характер. Эти осложнения не происходили в процессе запуска объектов и не были изучены должным образом на первоначальном этапе ввиду отсутствия данных и, собственно, самих проблем. Кроме этого, проекты разработки и технологические параметры работы фонда не включали в себя и не учитывали возможные осложнения в связи с солеотложением. Проекты разработки составлены и утверждены с возможностью добычи с забойным давлением ниже давления насыщения с выделением газа, в соответствии со сложившейся отраслевой практикой. Такие режимы на отдельных объектах приводят к значительным осложнениям и во многих случаях к неоправданным рискам. Отдельные регламенты и методические рекомендации для

этих случаев не разработаны. В рамках проводимого анализа были детально рассмотрены технологические схемы и технологические режимы для всех основных объектов юрских отложений с соответствующими выводами.

Многие осложнения носят локальный характер в рамках определенной площади определенного объекта. Сформирован перечень объектов с наибольшим числом осложнений. Далее сформирован перечень кустовых площадок с наибольшим числом отказов для каждого объекта. Координаты этих кустов нанесены на карту с определением зон с наибольшим числом осложнений. Подготовлены общие рейтинги по всему региону для выявления объектов с наиболее неудовлетворительной наработкой и другими технологическими показателями и с недостаточным количеством предупреждающих мероприятий. Это позволило сделать адресные рекомендации по увеличению эффективности использованных ресурсов и расходов. Проведен отдельный анализ составов пластовых вод всех рассматриваемых объектов. Проанализированы обобщенные средние составы пластовых вод и лабораторные отчеты анализа отдельных проб пластовой и добываемой воды. Отдельное внимание уделено совместимости закачиваемых сеноманских и пластовых вод. Технологические схемы основных объектов содержат информацию об объеме закаченных сеноманской и подтоварных водах и информацию о рисках, связанных с их несовместимостью с пластовой.

Часть анализа проводилась с использованием объективного подхода и четко сформулированного алгоритма, используя большой набор данных. Анализ также включал субъективный подход, используя качественное описание рисков и мнений. В целом объективные и субъективные инструменты были скомбинированы для формирования нейронной сети с анализом всех данных и информации с подготовкой рекомендаций. По итогам подготовки сводных таблиц с данными из разных источников проведен кросс-анализ всех возможных зависимостей. Ниже на рисунке 6 представлена диаграмма рабочего процесса.

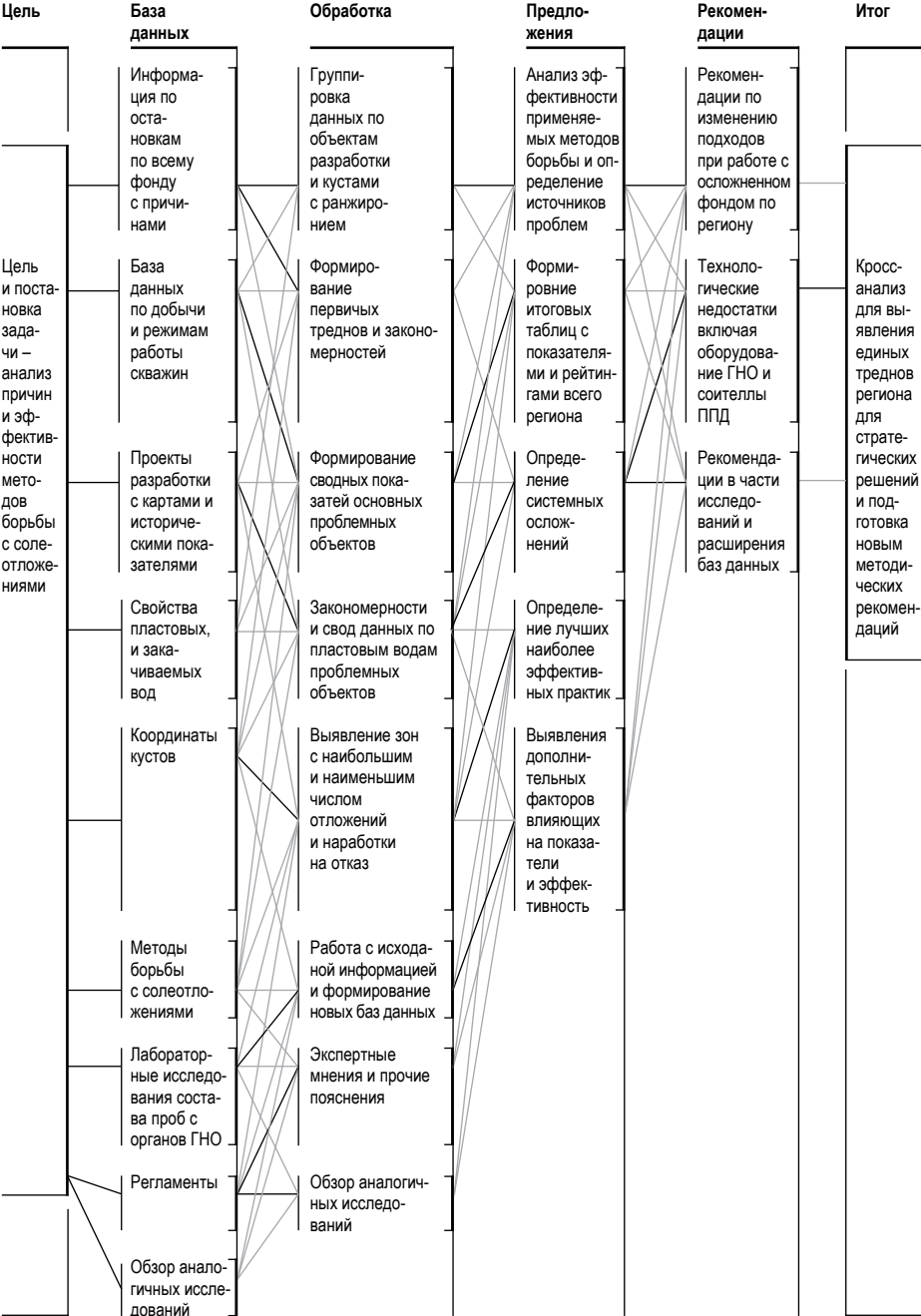


Рис. 6.

Схема рабочего процесса по анализу отказов глубинно насосного оборудования (ГНО) и подготовки рекомендаций по увеличению наработки на отказ.

Fig. 6. Workflow diagram for the analysis of subsurface equipment failures and the preparation of recommendations for increasing mean time between failures.

Результаты исследований и их обсуждение

В период пиковой добычи нефти в середине 2000-х объекты меловых отложений обеспечивали более 50% добычи нефти в регионе. Данные объекты в основном относятся к уникальным и крупным месторождениям, которые являются центрами добычи в регионе. Добыча нефти на этих объектах за 20 лет снизилась примерно в три раза, но по-прежнему составляет примерно 1/3 добычи региона. Снижение происходит из-за естественного истощения запасов. Рост добычи для компенсации падения происходит только на юрских и ачимовских объектах. Наибольшее количество выбывших скважин произошло на объекте АВ1 одного уникального месторождения за счет роста обводненности. Также на этом объекте имеется значительное число скважин в осложненном фонде и большое количество отказов ГНО. Осложнения на данном объекте происходят на всей площади, однако в основной центральной, наиболее продуктивной части, отказы не наблюдаются (рис. 7А). Кусты с осложнениями находятся за пределами основного центрального участка во второстепенных фланговых зонах. В данных зонах вероятно происходит смешивание пластовой законтурной воды с закачиваемой подтоварной водой. В этих зонах вероятно воды являются несовместимыми, что приводит к выпадению твердых минералов. Аналогичная ситуация наблюдается на объекте БВ8 другого уникального месторождения, где осложнения в основном происходят на скважинах в краевой зоне (рис. 7Б). Аналогичный анализ проведен по всем остальным объектам меловых отложений с идентификацией осложненных площадей и анализа возможных источников возникших осложнений с подготовкой рекомендаций.

Осложнения при добыче нефти из юрских отложений связаны в основном с составом пластовой воды. Состав пластовой воды имеет высокий индекс насыщенности минералами. Уровень солеопасности на всех юрских объектах разработки является сверхвысоким. Юрские отложения активно вводились в добычу в регионе в конце 2000-х с достижением пика добычи в 2012 году. Объем добычи на рассмотренных юрских объектах с осложнениями снизился с 2012 года по 2019 год в 3 раза, что составляет снижение порядка 40 % в год. Столь высокое падение добычи не характерно для естественного истощения. Возникшие осложнения из-за со-

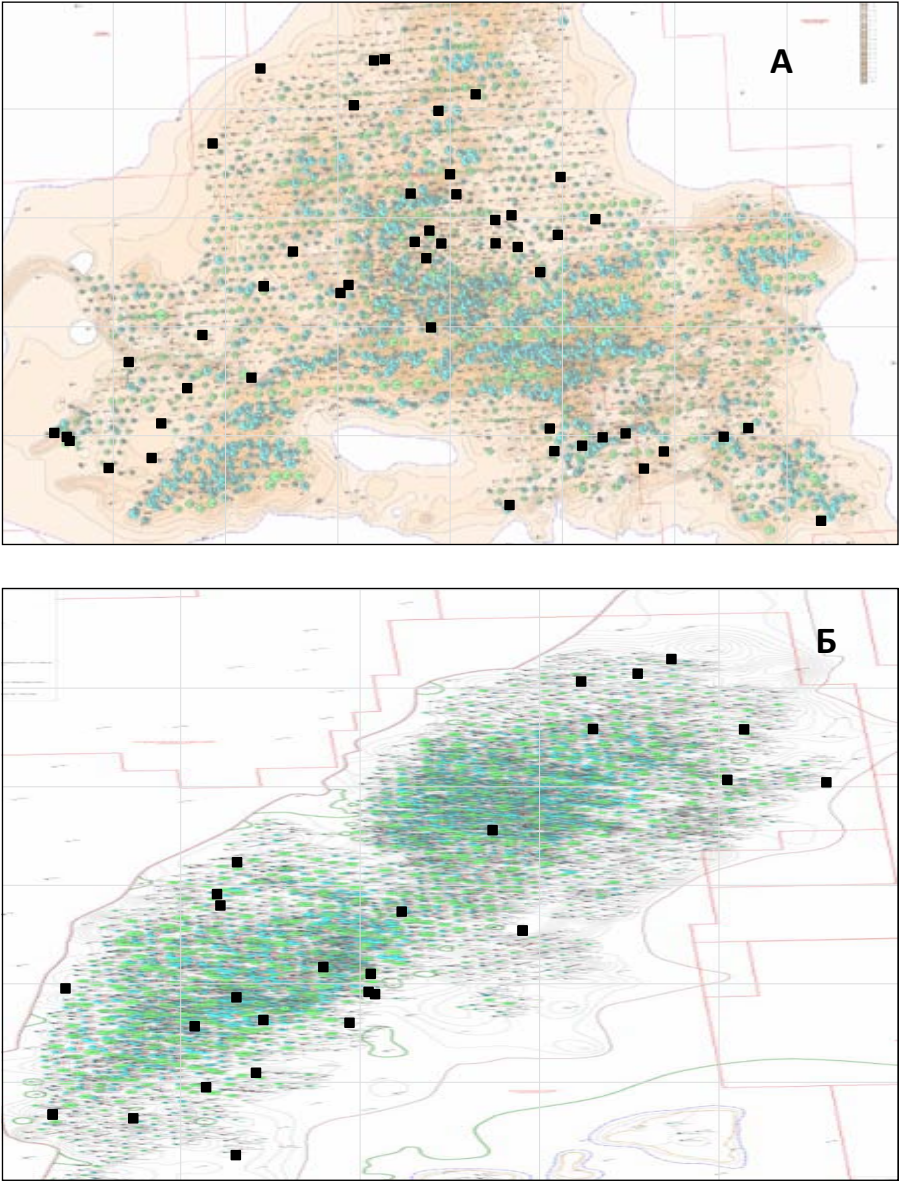


Рис. 7.

Расположение кустов с осложнённым фондом меловых объектов: А) Объект АВ1 уникального месторождения; Б) Объект БВ8 уникального месторождения.
Fig. 7. The location of production pads with a complicated production of Cretaceous deposits: A) Object AB1 of a unique deposit; B) BV8 object of a unique deposit.

леотложения в совокупности с другими осложнениями вероятно имеют определенное негативное влияние на показатели добычи в целом. Влияние выпадения солей на показатели вероятно является недооцененным для данных отложений, так как выпадения влияют не только на характер работы ГНО, но и на характер притока скважин в случае выпадения минералов в призабойной зоне. На степень выпадения солей также могут влиять другие факторы, включая выделение растворенного газа, так как появление газовой фазы негативно влияет на растворимость минералов в воде. Если не принимать меры, то эффекты могут накладываться, результатом чего может стать лавинообразное падение темпов отбора жидкости. Снижение давления ниже давления насыщения в призабойной зоне способно привести к выпадению солей в породе, снижая проницаемость породы и дебиты скважин. Снижение дебита жидкости снижает темпы промывки скважины водой, что только повышает темп выпадения минеральных осадков и рост осложнений и отказов. Работа насоса ниже давления насыщения с свободным газом сопряжена ростом температур, что тоже негативно влияет на выпадение солей. Наибольшее снижение добычи произошло на объекте ЮВ1 крупного месторождения, где режим работы скважин на юрских отложениях не соответствует проектным. Среднее забойное давление равно 10,6 МПа при проектном 12 МПа и давлении насыщения 10 МПа. Данное обстоятельство также влияет на солеотложение, которое происходит более интенсивно за счет большего перепада давления. Темпы закачки в данный момент значительно превышают отборы, и ситуация с давлениями на забое должна улучшаться за счет роста давления в пласте. Отказы происходят практически на всей площади месторождения (рис. 8А).

Второй аналогичный объект ЮВ1 уникального месторождения имеет около 300 скважин в работе и только на 16 скважинах были задокументированы отказы по причине солеотложения и предприняты меры по предотвращению солеотложений. Ситуация с режимами на данный момент является более положительной, так как забойное давление значительно выше давления насыщения (7,9 МПа давление насыщения, 9,8 МПа среднее забойное). Темпы падения в среднем равны 40% в год, что свидетельствует о наличии системных осложнений. Большая часть ос-

ложненного фонда с отказами находится на контурной зоне, где вероятно приток законтурных вод имеет наибольшее влияние на выпадение минералов, при этом основная зона расположена в юго-восточной части (рис. 8Б).

Объект ЮС1 другого уникального месторождения имеет существенные запасы и уровни добычи. Ситуация на данном объекте в части режимов работы скважин является неудовлетворительной. На объекте забойные давления в среднем составляет 9,8 МПа, что на 9% ниже давления насыщения. Это возможно является уникальным случаем для столь крупного объекта, так как данную практику стараются избегать ввиду очень больших рисков. На степень выпадения солей негативно влияют все возможные факторы и выпадение может начинаться в призабойной зоне за счет резких перепадов давления, выделения свободного газа и нагрев оборудования. На объекте в работе около 300 скважин и только 11 скважин (4%) отнесены к осложненному фонду, где были предприняты меры по предотвращению солеотложения. При этом на объекте имеются все предпосылки к возникновению солеотложений, осложнений и отказов оборудования. Опыт работы с осложнениями на других объектах говорит о необходимости проведения большего числа превентивных профилактических мер по предотвращению выпадения солей. В среднем на аналогичных объектах с аналогичными условиями эксплуатации и свойствами пластовых вод порядка $\frac{1}{4}$ скважин оборудованы устройствами для предотвращения выпадения солей, и даже эти меры возможно являются недостаточными, так как количество отказов остается высоким, а наработка на отказ низкой.

Ачимовские отложения имеют отличный состав пород и вод от всех остальных объектов. Также ачимовские объекты могут очень сильно отличаться друг от друга в части свойств воды в пределах одного месторождения. Текущие уровни добычи и потенциал развития делает эти отложения высокоприоритетными. Необходимо для каждого крупного ачимовского объекта разработать отдельную программу и уникальные подходы по борьбе с солеотложениями.

Один крупный объект викуловской свиты имеет повышенную солеопасность из-за большого количества сульфатов, при этом объ-

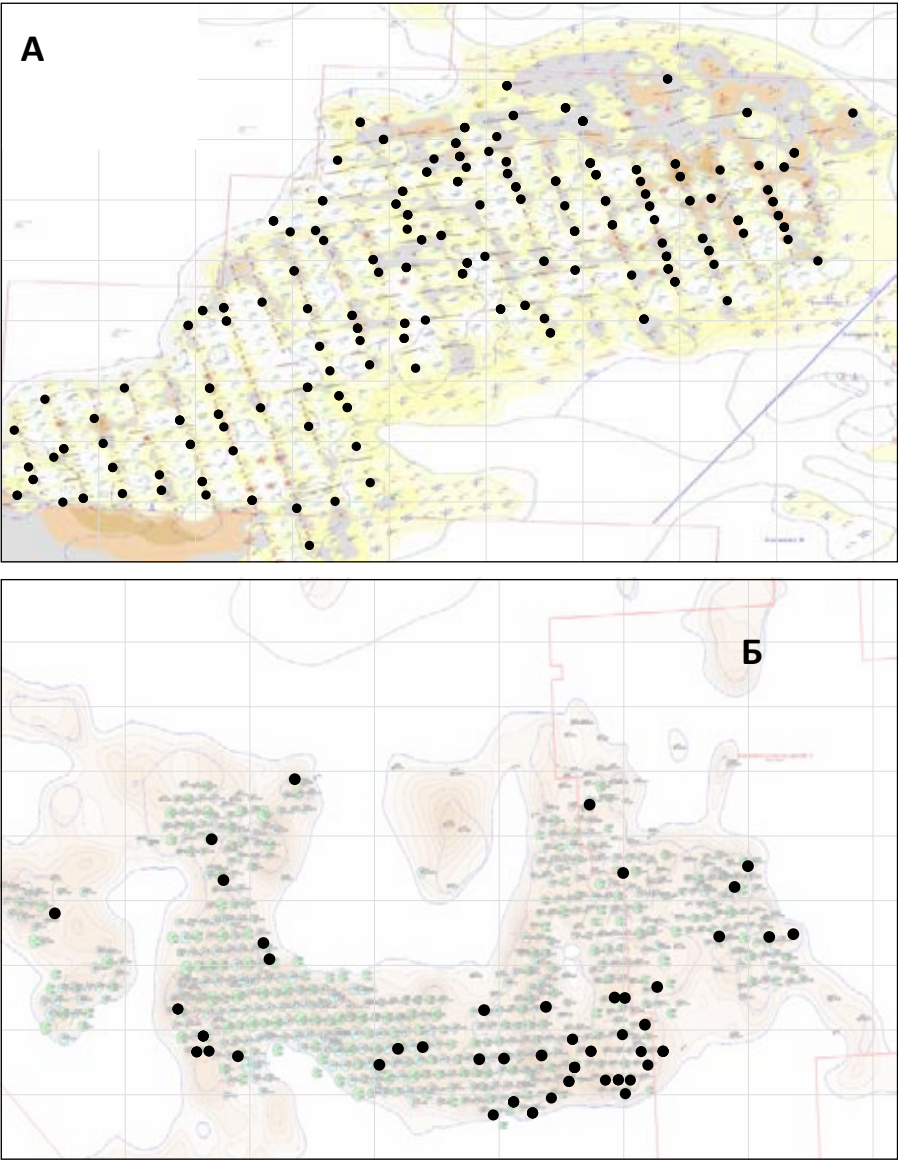


Рис. 8. Расположение кустов с осложнённом фондом юрских объектов: А) Объект ЮВ1 крупного месторождения Б) Объект ЮВ1 уникального месторождения.

Fig. 8. The location of production pads with a complicated wells of Jurassic objects: A) Object UV1 of a large deposit; B) The object of the UV1 unique deposit.

ект в целом имеет низкую минерализацию пластовой воды. Осложнения на викуловской свите начинаются при большой наработке оборудования и любые меры по борьбе с солеотложением требуют экономического обоснования, включая применение дорогостоящих систем борьбы, основанных на электромагнитном воздействии, которое проходило пилотное испытание на этом объекте.

По итогам завершения сбора и систематизации всех исходных данных, объединения баз данных и группирования объектов был проведен дополнительный заключающий кросс-анализ. В анализе рассматривается степень влияния всех параметров на наработку на отказ с поиском определенных региональных трендов, тенденций и закономерностей. Анализ проведен отдельно для юрских и меловых отложений ввиду разного состава пластовых вод и разных подходов к разработке. Ниже представлены две такие зависимости (рис. 9 и рис. 10). Для рассмотренных объектов с осложнениями построена зависимость содержания сульфата в пластовой воде и наработки на отказ. Тенденция является не столь выраженной из-за влияния множества факторов на наработку на отказ. Объекты с максимальным содержанием сульфата имеют более низкую наработку на отказ на осложненном фоне. При составлении программы работ необходимо принимать во внимание и учитывать объем содержания сульфата по каждому объекту и увеличивать количество мероприятий и объемы хим. реагентов в соответствии. Другая тенденция сформирована за счет объединения нескольких баз данных. Накопленное водонефтяное соотношение (соотношение накопленной добычи воды к накопленной добыче нефти) тоже имеет влияние на наработку на отказ. Большой объем добытой воды промывает скважины снижая солеотложения и увеличивает наработку. Соответственно имеются и положительные стороны при росте обводненности. На ранних стадиях разработки в период низкой обводненности риски отказов могут быть выше, что требует принятия дополнительных мер на объектах с нестабильными водами.

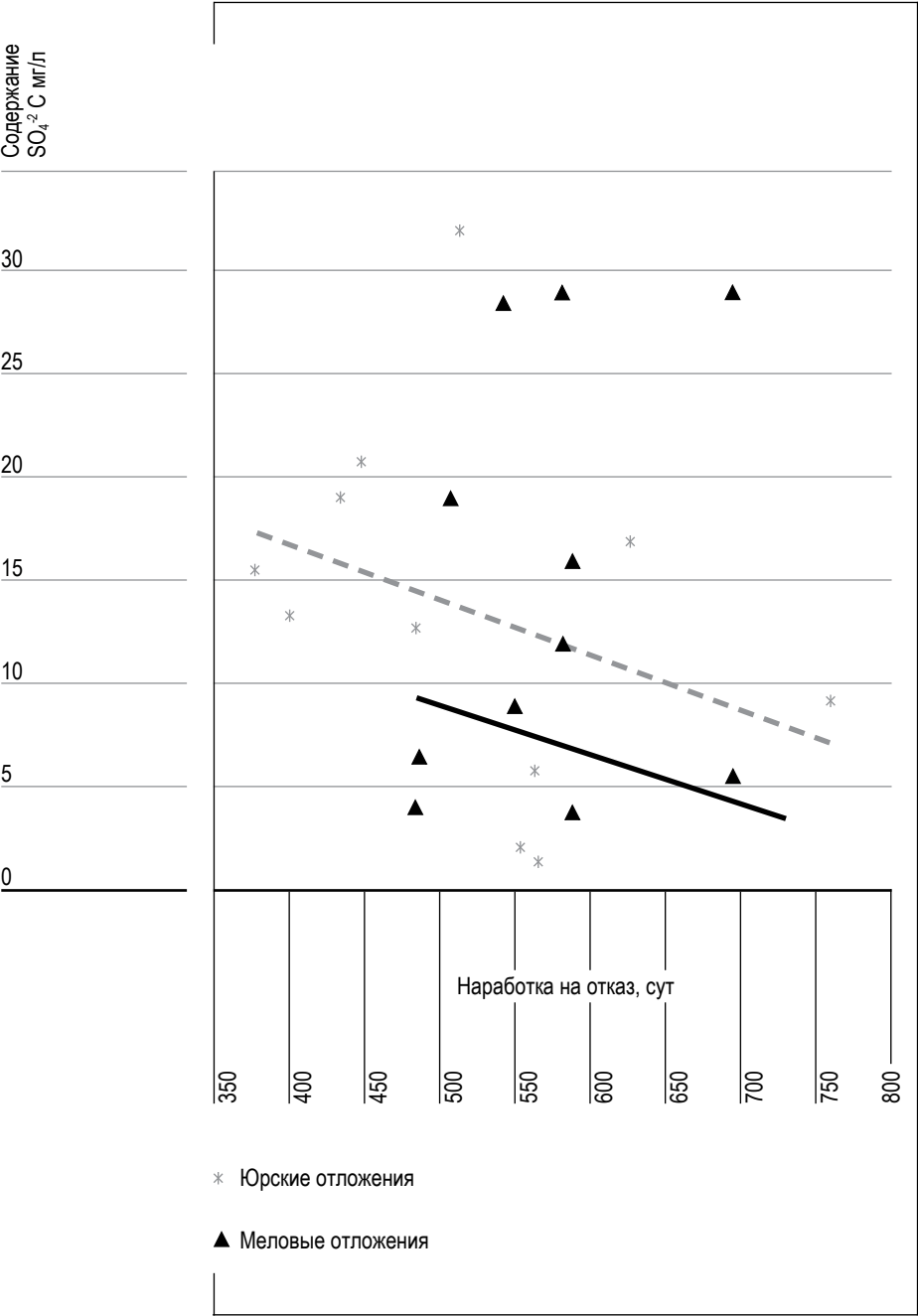


Рис. 9. Кросс-плот содержания сульфата и наработки на отказ рассмотренных объектов.
Fig. 9. Cross-plot of sulfate content and mean time between failures of the considered objects.

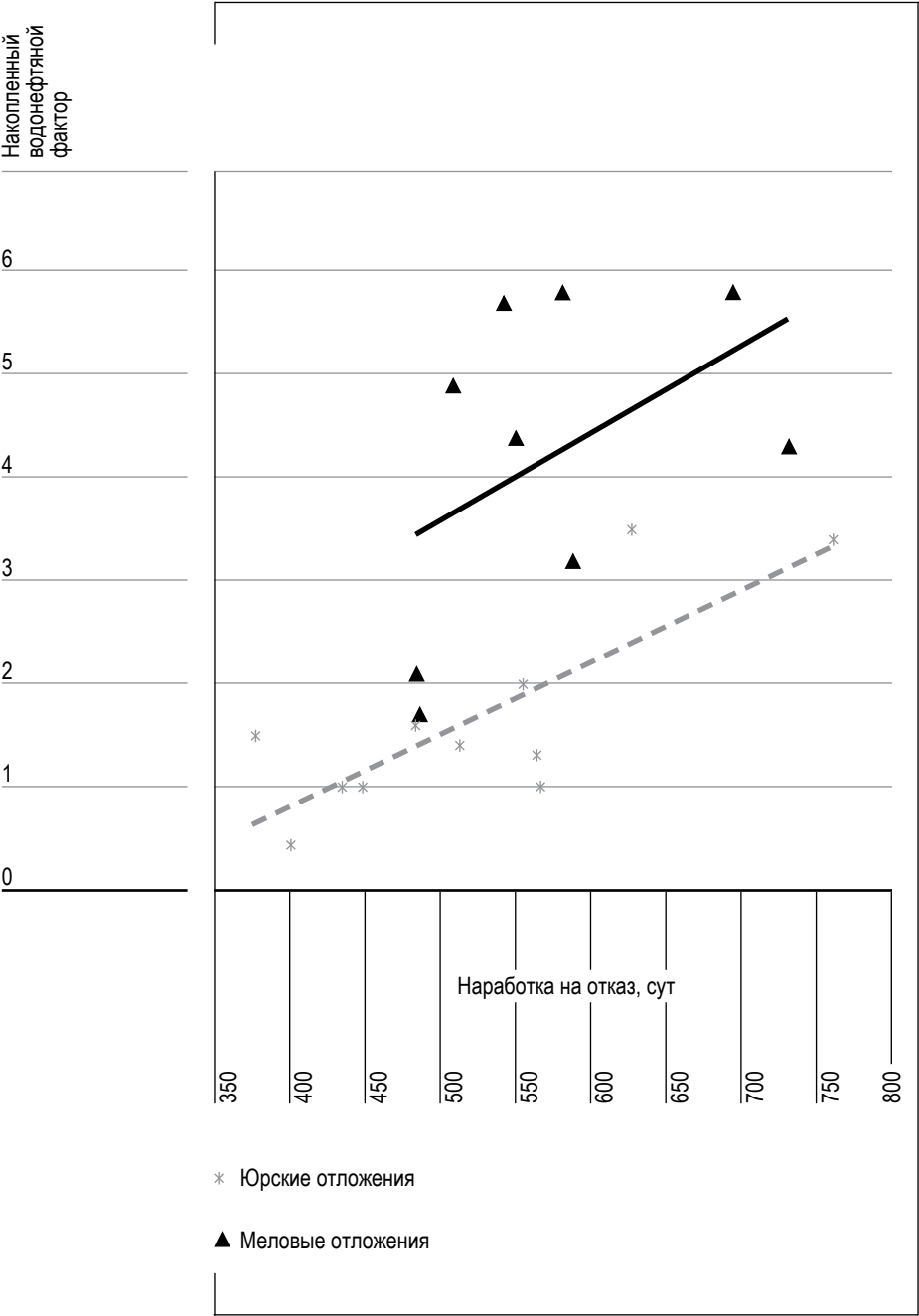


Рис. 10.

Кросс-плот накопленного водонефтяного фактора и наработки на отказ рассмотренных объектов.
Fig 10. Cross-plot of the accumulated oil-water factor and mean time between failures of the considered objects.

Заключение

По итогам проведенного анализа сделан вывод о том, что по ряду объектов количество скважин в осложнённом фонде, вероятно, существенно занижено. Соответственно, на этих объектах не проводится необходимое количество мероприятий по борьбе с солеотложением. К этим объектам в первую очередь относятся юрские отложения, где имеются все предпосылки для солеотложений на большом количестве скважин. На юрских отложениях произошло существенное падение добычи за последние несколько лет с пиковых значений. На ряде объектов практически вся площадь имеет существенные осложнения и отказы оборудования в связи с солеотложением. На текущий момент не существуют отдельного регламента для работы с осложнённым фондом скважин с солеотложением на юрских отложениях. Подготовленные ранее регламенты основаны на опыте работы на меловых отложениях и не учитывают особенности разработки юрских отложений. Описанный системный подход в части выявления осложненного фонда юрских отложений, позволит сформировать нормативную документацию, учитывающую полученные, новые знания в данном направлении и позволит улучшить положительную динамику работы с фондом скважин.

Осложнения на основных уникальных месторождениях на меловых объектах имеют локализованный характер. Большая часть осложненного фонда находится в периферийной зоне, где происходит смешивание законтурной пластовой воды с закачиваемой подтоварной водой, как наиболее вероятное объяснение. Локальные осложнения требуют рассмотрения возможных изменений в системе поддержания пластового давления (ППД) в части водоподготовки, в качестве превентивных мер для предотвращения расширения проблемных зон. При отсутствии должного контроля осложнения могут стать системными, с негативным влиянием на показатели добычи и эффективности в целом.

Список использованных сокращений и аббревиатур

- ГНО – Глубинно-насосное оборудование
ЭЦН – Электроцентробежный насос
НКТ – Насосно-компрессорные трубы
АСПО – Асфальтено-смолисто-парафинистые фракции
ТКРС – Текущий капитальный ремонт скважин
ГРП – Гидроразрыва пласта
МБРХ – Мобильный блок реагентного хозяйства
БДР – Блок дозирования реагентов
ЗУМПФ – Зона успокоения мехпримесей и флюидов
РВК – Резонансно-волновой комплекс
ПЭД – Погружной электродвигатель
ТПП – Территориально-производственное предприятие
ППД – Поддержание пластового давления

Список источников

1. Snoeyink V. L., Jenkins D. Water Chemistry // Published by Wiley. January 1991. 496 p.
2. Бычинский В. А. Гидрогеология нефти и газа. Учебное пособие. Часть 1. Иркутский Государственный Университет, Иркутск, 2008. 221 с.
3. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Москва: Недра, 1972. 280 с.
4. Киреева Т. А., Гусева О. В., Судо Р. М. Влияние химического состава пластовых вод нефтегазовых месторождений Западной Сибири на разработку залежей (на примере средне-Хулымского месторождения) // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2012. № 2. С. 35–44.
5. Фархутдинова А. И., Яркеева Н. Р. Анализ пластовых вод и прогнозирование выпадения солей на примере нефтяного месторождения Восточной Сибири // Вестник молодого ученого УГНТУ. 2022. № 1 (17). С. 38–44.
6. Фаткуллин А. А., Галиев И. А. Солеотложения: причины и последствия // Современные технологии в нефтегазовом деле, сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 г. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. С. 323–327.

7. Аксенов Д. А. Эксплуатация скважин в условиях солеотложения // Академический журнал Западной Сибири. 2016. Т. 12. № 2 (63). С. 5.
8. Фролов В. В., Невзорова А. Б. Эффективности эксплуатации насосного оборудования нефтяных скважин в условиях повышенного солеотложения // Стратегия и тактика развития производственно-хозяйственных систем: сборник научных трудов. Гомель: Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого, 2023. С. 166–169.
9. Hajirezaie S., Wu X., Soltanian M.R., Sakha S. Numerical simulation of mineral precipitation in hydrocarbon reservoirs and wellbores // Fuel. 2019. Vol. 238. P. 462–472. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.101>
10. Masoodiyeh F., Mozdianfard M.R., Karimi-Sabet J. Solubility estimation of inorganic salts in supercritical water // The Journal of Chemical Thermodynamics. 2014. Vol. 78. P. 260–268. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2014.06.018>
11. Moghadasi J., Müller-Steinhagen H., Jamialahmadi M., Sharif A. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2004. Vol. 43. Issue 3–4. P. 201–217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014>
12. Zhang P., Liu Y., Kuok S.C., Kan A. T., Tomson M. B., Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 594–601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.070>
13. Шангараева Л. А., Максютин А. В., Султанова Д. А. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1. С. 336.
14. Мавлембердин А. С., Кузьменков С. Г. Причины солевых отложений и Методы борьбы с ними в скважинах, оборудованных УЭЦН Мамонтовского месторождения // Новая наука: от идеи к результату. 2024. № 5. С. 35–49.
15. Новый концептуальный подход к защите погружного оборудования от солеотложений / Ивановский В. Н., Сабилов А. А., Донской Ю. А., Якимов С.Б., Исрафилов Р.Т. // Территория Нефтегаз. 2013. № 9. С. 12–16.

16. Сибиряков К. А. Разработка ингибитора комплексного действия для защиты от коррозии и солеотложения в процессе нефтедобычи // Новая наука: Проблемы и перспективы. 2016. № 121-3. С. 271–274.
17. Интеллектуальные программно-аппаратные комплексы защиты скважинного оборудования от отложения солей / Ивановский В. Н., Сабиров А. А., Герасимов И. Н., Клименко К. И., Донской Ю. А., Деговцов А. В., Пекин С. С. // Территория Нефтегаз. 2015. № 4. С. 20–24.
18. Фаткуллин А. А. Обзор методов борьбы с солеотложениями // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2024: сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 22–23 мая 2024 года. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2024. С. 327–331.
19. Митрошин А. В., Дубовцев А. С., Дулесова Л. Г. Анализ осложняющих факторов в процессе механизированной добычи нефти на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 57–60. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6\(330\)-57-60](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60)
20. Способ автоматического определения причины неполадки работы глубинно-насосного оборудования добывающей скважины на основе машинного обучения / Сафуанов Р. И., Заикин А. А., Нургалиев Д. К., Судаков В. А., Усманов С. А., Тахауов А. А. // Патент № 2763102 С1 Российская Федерация, МПК F04B 51/00, E21B 47/12.: № 2021110756: заявл. 16.04.2021; опубл. 27.12.2021, заявитель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.
21. Jansen van Rensburg N. Artificial Intelligence Can Reduce ESP Failures // J Pet Technol. 2019. Vol 71. No. 05. P. 16–17. <https://doi.org/10.2118/0519-0016-JPT>
22. Saniya K., Navya Y., Firmansyah J.B., Supriya G., Prasanna N., Mahyar M., Malik A. Automated ESP Failure Root Cause Identification and Analyses Using Machine Learning and Natural Language Processing Technologies // Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, Virtual and The Woodlands, Texas, USA, October 2021. <https://doi.org/10.2118/204519-MS>
23. Abhishek S., Praprut S., Sinha R.R. Integrating Domain

Knowledge with Machine Learning to Optimize Electrical Submersible Pump Performance // Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. <https://doi.org/10.2118/208972-MS>

24. Nagaraju R., Mayada S.A., Saeed A.S., Ayman E., Vanam P.R. ESP Failure Prediction in Water Supply Wells Using Un-supervised Learning // Paper presented at the Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, March 2023. <https://doi.org/10.2118/214010-MS>
25. Khabibullin R. A., Shabonas A. R., Gurbatov N. S., Timonov A.V. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. <https://doi.org/10.2118/201881-MS>

References

1. Snoeyink VL, Jenkins D. Water Chemistry. Published by Wiley. January 1991. 496 p.
2. Bychinsky VA. Hydrogeology of oil and gas. A study guide. Part 1. Irkutsk State University, Irkutsk, 2008. 221 p. (In Russ.).
3. Kartsev AA. Hydrogeology of oil and gas fields. Moscow: Nedra; 1972, 280 p. (In Russ.).
4. Kireeva TA, Guseva OV, Sudo RM. The influence of the chemical composition of reservoir waters of oil and gas fields in Western Siberia on the development of deposits (on the example of the Sredne-Khulymskoye field). Moscow University Bulletin. Series 4. Geology. 2012;(2):35-44. (in Russ.).
5. Farkhutdinova AI, Yarkeeva NR. Analysis of produced water and prediction of salt precipitation in the example of the Eastern Siberia oil field. Vestnik molodogo uchenogo = Bulletin of the young scientist of USNTU. 2022;1(17):38-44. (In Russ.).
6. Fatkullin AA, Galiev IA. Salt deposition: causes and consequences. Modern technologies in the oil and gas industry, proceedings of the International Scientific and Technical conference, Oktyabrsky, May 22-23, 2024. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University. 2024;323-327. (In Russ.).
7. Aksenov DA. Operation of wells in conditions of salt deposition. Academic Journal of West Siberia. 2016;12(2(63)):5. (In Russ.).

8. Frolov VV, Nevzorova AB. Efficiency of operation of pumping equipment of oil wells in conditions of increased salt deposition. Strategy and tactics of the development of production and economic systems: a collection of scientific papers. Gomel: Gomel State Technical University named after PO Sukhoi; 2023. P. 166-169. (In Russ.).
9. Hajirezaie S, Wu X, Soltanian MR, Sakha S. Numerical simulation of mineral precipitation in hydrocarbon reservoirs and wellbores. *Fuel*. 2019;238:462-472. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.101>
10. Masoodiyeh F, Mozdianfard MR, Karimi-Sabet J. Solubility estimation of inorganic salts in supercritical water. *The Journal of Chemical Thermodynamics*. 2014;78:260-268. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2014.06.018>
11. Moghadasi J, Müller-Steinhagen H, Jamialahmadi M, Sharif A. Model study on the kinetics of oil field formation damage due to salt precipitation from injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004;43(3-4):201-217. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.014>
12. Zhang P, Liu Y, Kuok SC, Kan AT, Tomson MB, Development of modeling approaches to describe mineral scale deposition kinetics in porous medium and pipe flow system. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019;178:594-601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.070>
13. Shangaraeva LA, Maksyutin AV, Sultanova DA. Methods to prevent scale during the development and exploitation of oil field. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya* = Modern problems of science and education. 2015;(1):336. (in Russ.).
14. Mavlembardin AS, Kuzmenkov S. G. The causes of salt deposits and methods of combating them in wells equipped with the ECP of the Mamontovskoye field. *Novaya nauka: ot idei k rezul'tatu* = New science: from idea to result. 2024;(5):35-49. (In Russ.).
15. Ivanovsky VN, Sabirov AA, Donskoy YuA, Yakimov SB, Israfilov RT. New conceptual approach to protection of submersible equipment from scales. *Territoriya Neftegaz* = Territory of Neftegaz. 2013;(9):12-16. (In Russ.).
16. Sibiryakov KA. Development of comprehensive inhibitor for protection against corrosion and scaling in oil production. *New*

- science: Problems and prospects. 2016;(121-3):271-274. (In Russ).
17. Ivanovskiy VN, Sabirov AA, Gerasimov IN, Klimenko KI, Donskoy YuA, Degovtsov AV, Pekin SS. Intelligent hardware and software systems protect downhole equipment from salt deposits. *Territoriya Neftegaz = Territory of Neftegaz*. 2015;(4):20-24. (In Russ.).
 18. Fatkullin AA. Review of methods for combating salt deposits. *Modern technologies in oil and gas business – 2024: proceedings of the international scientific and technical conference, Oktyabrsky, May 22-23, 2024*. Ufa: Ufa State Petroleum Technical University; 2024;327-331.
 19. Mitroshin AV, Dubovtsev AS, Dulesova LG. Analysis of complicating factors during mechanized oil production at PJSC LUKOIL enterprises. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2019;(6):57-60. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6\(330\)-57-60](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-6(330)-57-60) (In Russ.).
 20. Safuanov RI, Zaikin AA, Nurgaliev DK, Sudakov VA, Usmanov SA, Takhauv AA. A method for automatically determining the cause of a malfunction of the deep pumping equipment of a producing well based on machine learning. Patent No. 2763102 C1 Russian Federation, IPC F04B 51/00, E21B 47/12.: No. 2021110756: application 04/16/2021: publ. 12/27/2021, applicant VD Shashin Tatneft Public Joint Stock Company.
 21. Jansen van Rensburg N. Artificial Intelligence Can Reduce ESP Failures. *J Pet Technol*. 2019;71(05):16-17. <https://doi.org/10.2118/0519-0016-JPT>
 22. Saniya K, Navya Y, Firmansyah JB, Supriya G, Prasanna N, Mahyar M, Malik A. Automated ESP Failure Root Cause Identification and Analyses Using Machine Learning and Natural Language Processing Technologies. Paper presented at the SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium, Virtual and The Woodlands, Texas, USA, October 2021. <https://doi.org/10.2118/204519-MS>
 23. Abhishek S, Praprut S, Sinha RR. Integrating Domain Knowledge with Machine Learning to Optimize Electrical Submersible Pump Performance. Paper presented at the SPE Canadian Energy Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2022. <https://doi.org/10.2118/208972-MS>
 24. Nagaraju R, Mayada SA, Saeed AS, Ayman E, Vanam PR. ESP Failure Prediction in Water Supply Wells Using Unsuper-

vised Learning. Paper presented at the Gas & Oil Technology Showcase and Conference, Dubai, UAE, March 2023. <https://doi.org/10.2118/214010-MS>

25. Khabibullin RA, Shabonas AR, Gurbatov NS, Timonov AV. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oil-fields with Large Number of Wells. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. <https://doi.org/10.2118/201881-MS>

Информация об авторах

Денис Александрович Иванов – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», с 18.09.2024 главный специалист по гидродинамическому моделированию, Передовая инженерная школа нефти, Высшая школа нефти, Researcher ID: LDG-6022-2024.

Рамиль Фаритович Валиев – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

Дмитрий Сергеевич Надеен – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

Ришат Наилевич Шагисламов – начальник отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг».

Руслан Геннадьевич Кожевников – старший менеджер управления обеспечения добычи нефти и производства сервисных работ ПАО «Лукойл».

Вклад авторов

Денис Александрович Иванов. Сбор данных, формирование алгоритмов, рабочая переписка, проведение исследований, написание статьи.

Рамиль Фаритович Валиев. Технические консультации, обзор методов борьбы с осложнениями, редакция текста.

Дмитрий Сергеевич Надеен. Технические консультации, обзор методов борьбы с осложнениями.

Ришат Наилевич Шагисламов. Функциональное и административное руководство работы.

Руслан Геннадьевич Кожевников. Технические консультации, экспертиза результатов, выводы.

Information about the authors

Denis A. Ivanov – Lead Engineer, Oil and gas production monitoring, LLC LU-KOIL-Engineering as of 18 September 2024 Simulation Chief Specialist, Higher School of Petroleum, Advanced Petroleum Engineering School, Researcher ID: LDG-6022-2024.

Ramil F. Valiev – Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring, LLC LU-KOIL-Engineering.

Dmitry S. Nadeen – Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring, LLC LUKOIL-Engineering.

Rishat N. Shagislamov – Head of Oil and Gas Production Monitoring Unit, LLC LUKOIL-Engineering.

Ruslan G. Kozhevnikov – Senior Manager of Oil Production and Maintenance PJSC LUKOIL.

Contribution of the authors

Denis A. Ivanov. Data collection, formation of algorithms, conducting research, writing this article.

Ramil F. Valiev. Technical consultations, overview of methods for dealing with complications, editing this article.

Dmitry S. Nadeen. Technical consultations, overview of methods for dealing with complications.

Rishat N. Shagislamov. Functional and administrative management of the work.

Ruslan G. Kozhevnikov. Technical consultations, examination of the results, conclusions.