

На правах рукописи



МАКЕЕВ АНДРЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ
(НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ТРИАС МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2022

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

Научный руководитель **Леонтьев Сергей Александрович**,
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Зейгман Юрий Вениаминович**,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет», заведующий кафедрой
«Разработка и эксплуатация нефтегазовых
месторождений»

Лекомцев Александр Викторович,
кандидат технических наук, доцент,
ФГАОУ ВО «Пермский национальный
исследовательский политехнический университет»,
доцент кафедры «Нефтегазовые технологии»

Ведущая организация: Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»,
г. Санкт-Петербург

Защита диссертации состоится «21» июня 2022 года в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат диссертации разослан «___» _____ 2022 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. В условиях непрерывно снижающейся добычи нефти и ухудшения структуры разрабатываемых активов, характерных для Западной Сибири, вовлечение в промышленную разработку объектов триасового возраста является одной из актуальных задач, что подтверждается созданием всероссийского центра по изучению доюрского комплекса.

Характерной особенностью доюрского комплекса являются большие глубины залегания и недостаточная изученность. Научный интерес к изучению триасового комплекса на территории Западной Сибири обусловлен его доказанной промышленной нефтеносностью на ряде месторождений Красноленинского свода: Рогожниковское, Хохряковское, Высотное, Потанайское, Средненазымское, Даниловская группа месторождений. Особый интерес представляет Рогожниковский лицензионный участок, в пределах которого ранее промышленная разработка пластов доюрского комплекса (триас) не производилась.

Нефтяные залежи на указанной территории характеризуются сложными геолого-физическими условиями, такими как высокая пластовая температура (116 °С), минерализация пластовой воды, газонасыщенность пластовой нефти. В свою очередь, в указанных условиях технологические процессы добычи нефти осложняются и рядом сопровождающих их факторов.

Накопленный опыт эксплуатации добывающих скважин доюрского комплекса перечисленных месторождений позволяет выделить в качестве преобладающего осложняющего фактора интенсивное солеобразование на поверхности глубинно-насосного оборудования, в том числе элементов установок электроцентробежных насосов (далее – ЭЦН). Кроме того, вероятным участком интенсивного солеобразования считаются также призабойные зоны продуктивных пластов. Спровоцированные интенсивным образованием солей отказы установок ЭЦН, в свою очередь, приводят к ухудшению эксплуатационных характеристик месторождений и рентабельности добычи нефти на указанных месторождениях в целом.

Таким образом, изучение процесса солеобразования и обусловленных его проявлением осложнений при эксплуатации добывающих скважин, оборудованных установками ЭЦН, является актуальной задачей теории и практики разработки и эксплуатации месторождений углеводородов, принятой к исследованию в настоящей диссертационной работе.

Степень разработанности темы исследования. Теоретической основой работы являются результаты научных исследований и экспериментальных разработок отечественных и зарубежных специалистов, посвященных изучению, проектированию, мониторингу и управлению природно-техногенных систем при извлечении из недр углеводородов.

Проблема борьбы с отложениями неорганических солей в процессе эксплуатации скважин в настоящее время привлекает внимание многих ученых и специалистов нефтяной отрасли. В числе авторов, с разных исследовательских позиций, изучающих данную проблему, можно выделить Д.М. Агаларова, Ю.В. Антипина, В.И. Балакина, Ю.П. Гатенберга, С. Дайера, Ю.В. Зейгмана Н.Г. Ибрагимова, В.Е. Кашавцева, А.В. Лекомцев, Н.С. Маринина, И.Т. Мищенко, Дж.Е. Оддо, М.Н. Персиянцева, В.П. Тронова, А.Р. Хафизова, В.В. Шайдакова и др. Несмотря на достаточную изученность проблемы солеобразования при добыче

нефти, исследование вариантов ее решения применительно к геолого-физическим условиям объектов разработки доюрского возраста месторождений Западной Сибири не теряет своей актуальности.

Цель работы заключается в научном обосновании и совершенствовании методик прогнозирования солевых отложений с учетом существующих осложняющих факторов (высокая пластовая температура, минерализация добываемой жидкости, высокое газосодержание пластовой нефти), а также в разработке оптимальных технологических решений, позволяющих повысить эффективность эксплуатации добывающих скважин доюрского комплекса (пласт триас).

Для достижения поставленной цели поставлены следующие **основные задачи исследования:**

1. Исследовать процесс образования солевых отложений и их тип при эксплуатации скважин в индивидуальных геолого-физических условиях доюрского комплекса.

2. Исследовать процесс повышения температуры установки ЭЦН при эксплуатации в скважинах доюрского комплекса (пласт триас), определить эффективную методику расчета увеличения температуры установки ЭЦН при эксплуатации рассматриваемых объектов.

3. Разработать методику прогнозирования карбонатных солевых отложений с учетом температурной характеристики установки ЭЦН при эксплуатации доюрского комплекса (пласт триас).

4. Разработать критерии целесообразности внедрения дополнительного оборудования в состав установок ЭЦН для скважин, эксплуатирующих отложения пласта триас.

5. Практически апробировать полученные результаты на фонде скважин доюрского комплекса (пласт триас).

Объектом исследования являются добывающие скважины, эксплуатирующие продуктивные отложения доюрского комплекса (пласт триас) месторождений Краснотинского свода Западной Сибири с использованием установок электроцентробежных насосов в условиях повышенного солеобразования.

Предметом исследования являются процесс солеобразования и оценка его влияния в комплексе с другими осложняющими факторами (пластовая температура, минерализация добываемой жидкости, газосодержание пластовой нефти) на технологический процесс эксплуатации скважин доюрского комплекса с установками ЭЦН.

Методология и методы исследования. При выполнении диссертационной работы использовались методы теоретического обобщения и экспертного анализа специального научного материала, лабораторных и промысловых данных. Методы решения поставленных задач включали в себя аналитические и экспериментальные исследования, разработку методик и проведение опытно-промысловых испытаний, оценку технологической эффективности работы.

Научная новизна результатов работы:

- Впервые предложена и апробирована методика определения солевых отложений в установке электроцентробежного насоса, получены значения коэффициента прогнозирования образования солей ($k_{пос}$) карбоната кальция с учетом температурной характеристики насосной установки.

- Обоснованы категории солеопасности при эксплуатации скважин доюрского комплекса (пласт триас), определяющие целесообразность внедрения дополнительного оборудования в компоновку установки ЭЦН.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Методика подбора дополнительного оборудования в компоновку глубинно-насосного оборудования, применение которой позволит повысить эффективность эксплуатации скважин доюрского комплекса (пласт триас) Рогожниковского месторождения.

2. Комплексный подход к эксплуатации фонда скважин с установками ЭЦН, осложненного интенсивным солеобразованием, для повышения эффективности добычи нефти на Рогожниковском месторождении доюрского комплекса (пласт триас).

Теоретическая и практическая значимость работы:

- Разработаны научно обоснованные технологические решения, позволяющие определять уровень солеопасности скважин (низкий, средний, высокий, сверхвысокий) доюрского комплекса (пласт триас) при их эксплуатации установками электроцентробежных насосов.

- Выделены скважины Рогожниковского месторождения, эксплуатирующие пласт триас, характеризующиеся высоким риском выпадения карбоната кальция, по данным расчета и анализа предложенного в работе коэффициента прогноза образования солей.

- Для скважин доюрского комплекса (пласт триас) Рогожниковского месторождения обоснованы эффективные дозировки ингибитора солеобразования, что позволит повысить эффективность их эксплуатации.

Личный вклад автора состоит в постановке цели и задач работы, проведении теоретических исследований; принятии непосредственного участия в экспериментальных и опытно-промышленных работах по определению повышения температуры электроцентробежного насоса при его работе в режиме «кратковременных срывов подачи»; выполнении анализа полученных результатов экспериментальных исследований и обобщении результатов опытно-промышленных работ; разработки методики прогнозирования солевых отложений карбоната кальция для скважин пласта триас с учетом повышения температуры установки ЭЦН.

Степень достоверности и апробация результатов. Достоверность научных положений и результатов диссертационной работы подтверждается данными, полученными в ходе комплексных исследований скважин с использованием стандартизированных методик и опытно-промышленных испытаний, в частности, фактически полученным увеличением значений показателя наработки на отказ скважин с установками ЭЦН, являющегося характеристикой эффективности добывающего фонда, на примере месторождений Красноленинского свода (доюрский комплекс, пласта триас).

Основные положения работы и результаты исследований представлялись и докладывались на конференциях различного уровня, в том числе: Научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов (НГДУ «Быстринскнефть»), 2014, 2015 гг.; Научно-техническая конференция молодых ученых и специалистов (ОАО «Сургутнефтегаз»), 2014, 2015 гг.; XV Юбилейная конференция молодых специалистов, работающих в организациях,

осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 2015 г.; Эксплуатация осложненного фонда, 2016 г.; Всероссийский конкурс «Новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи организаций и предприятий топливно-энергетического комплекса, 2018 г.; V международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК», 2021 г. Автором получено свидетельство премии им. Виктора Сергеевича Дешуры I степени за научную, рационализаторскую и изобретательскую деятельность, разработку и внедрение мероприятий по повышению эффективности производства, имеющих подтвержденный наибольший экономический эффект за 2015 г., по итогам XXXV научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Сургутнефтегаз».

Публикации. Основные положения и результаты диссертации отражены в 8 научных трудах, в том числе 6 публикаций опубликованы в журналах, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени, их них 5 работ – в периодических изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и/или Chemical Abstracts (pt).

Структура и объем работы. Диссертация изложена на 131 странице машинописного текста. Работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка сокращений и списка литературы, содержит 30 таблиц, 37 рисунков и 4 приложения. Библиографический список включает 106 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, сформулированы цель и задачи исследования, отражены основные положения, выносимые на защиту, научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы.

В первой главе приведены результаты обзора литературно-документальных источников, отражающих особенности разработки и эксплуатации скважин доюрского комплекса (пласт триас). Рассмотрены геологические и геолого-физические особенности объектов разработки, приуроченных к пластам доюрского комплекса (пласт триас) Рогожниковского месторождения.

Изучены свойства и состав пластовых флюидов объекта эксплуатации пласта триас. Определены осложнения, возникающие при эксплуатации нефтедобывающих скважин установками электроцентробежных насосов.

К числу осложняющих факторов, возникающих при эксплуатации скважин пласта триас относятся: высокая температура пласта (116 °С); минерализация пластовых вод, достигающая 50 г/л, высокое газосодержание нефти (130 м³/м³).

В столь сложных геолого-физических условиях зафиксирован значительный рост аварийных остановок УЭЦН, как следствие – низкие значения показателя наработки оборудования на отказ, привели к общему снижению эффективности эксплуатации скважин на рассматриваемом месторождении. Так, в 2013 году наработка на отказ снизилась более чем на 150 суток по сравнению с предыдущим периодом. Данный факт подчеркивает актуальность решаемой задачи с учетом того, что основной применяемый размер УЭЦН относится к категории низкопроизводительного (УЭЦН 5А-35, 5-30, с напором от 1950-2300 м), для

которого в целом характерны наименьшие значения показателя наработки на отказ, и дополнительное его снижение по причине выпадения солей в значительной мере ухудшает эффективность добычи углеводородного сырья.

По результатам анализа данных о фактических отказах установок ЭЦН проведено изучение их причин, в числе которых выделены: солеобразование (54 % отказов), износ электроцентробежного насоса (31 % отказов), отказ ПЭД и кабельных линий (15 % отказов).

В качестве примера приведены показатели эксплуатации скважины, оборудованной установкой ЭЦНД 5-30-1950. В состав глубинно-насосного оборудования включен также газосепаратор. На дату анализа обводненность продукции составляла 25 %, газосодержание на приеме насоса – 40 %. С наработкой 165 суток произошел отказ установки по причине увеличения силы тока по сравнению с номинальным значением. При комиссионном разборе оборудования на рабочих колесах и направляющих аппаратах, на газосепараторе выявлены твердые отложения. Состав твердых отложений представлен в большей мере (52 %) карбонатными солевыми образованиями, солями железа – 15 %, остальное – продукты коррозии. Аналогичная ситуация характерна для большого количества скважин добывающего фонда пласта триас рассматриваемого региона: образование солей в насосе и его приемных модулях выделено в качестве основной причины отказа в 54 % случаев, что подчеркивает актуальность исследований, направленных на разработку решений по оптимизации работы фонда скважин, эксплуатирующих отложения пласта триас в условиях повышенного образования солей.

Исследования, выполненные И.М. Муравьевым, А.А. Богдановым, О.Г. Гафуровым, Ю.С. Мироновым, З.А. Ростэ, Г.Н. Кнышенко, П.Д. Ляпковым, И.Т. Мищенко, В.И. Игревским, А.Н. Дроздовым, Л.С. Капланом и др., свидетельствуют о влиянии содержания свободного газа в перекачиваемой жидкости на коэффициент полезного действия (КПД) насоса. Для установок ЭЦН различной конструкции (различные типы отвода, коэффициенты быстроходности) работа с воздушными смесями приводит к характерному снижению параметров дебита, напора, КПД, мощности. Величина снижения показателей работы установок ЭЦН зависит от содержания газа в перекачиваемой жидкости: увеличение количества газа в потоке до критического может привести к остановке оборудования.

Известно, что эксплуатация скважин с УЭЦН со значительным содержанием свободного газа в потоке жидкости сопровождается нагревом насоса, что, в свою очередь, обуславливает снижение его ресурса и значительное ускорение процесса образования солевых отложений. Для детального изучения особенностей эксплуатации скважин в рассматриваемых условиях в настоящей диссертационной работе предложено понятие «режим кратковременного срыва подачи». В режиме кратковременного срыва подачи КПД насоса кратковременно достигает критических параметров (стремится к предельным значениям), что принципиально отличается от известного «срыва подачи», который сопровождается полной остановкой погружного оборудования. На практике факт кратковременного срыва подачи определяется по данным мониторинга электрических параметров установки ЭЦН.

Демонтаж извлеченного из скважины электроцентробежного оборудования свидетельствует о том, что процесс отложения солей происходит не только в теле насоса, но и на его приемном модуле, в обратном клапане, в насосно-

компрессорных трубах (НКТ), в редких случаях – на погружном электродвигателе, вследствие чего можно сделать вывод, что температурный режим погружного электродвигателя не является основной причиной отложения солей при эксплуатации скважин рассматриваемого объекта.

Наибольшее распространение при прогнозировании солевых отложений на практике получили методики Дебая и Гюккеля, Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона. При моделировании процесса образования солевых отложений данные методики учитывают термобарические условия по стволу скважины, склонность к образованию осадка, состав пластовой воды, парциальное давление диоксида углерода. Выполненные исследования позволили установить, что фактическая достоверность прогнозирования процессов отложения солей в условиях объектов разработки пласта триас составила менее 50 % для теории ионного строения растворов Дебая и Гюккеля, и 63 % – для методики Дж. Е. Оддо и М. В. Томсона. Данный результат можно условно назвать положительным.

Достоверное прогнозирование процесса отложения солей на поверхности глубинно-насосного оборудования в условиях существующей в настоящее время тенденции роста доли скважин с низкопроизводительными установками ЭЦН в общем добывающем фонде, при высоком газосодержании потока жидкости и дополнительном нагреве насосов, в значительной мере повышает возможности оптимизации технологических процессов добычи нефти, например, посредством закачки ингибитора солеотложений.

Во второй главе проведен анализ минералогического и элементного состава отложений, полученных при демонтаже погружных насосов, извлеченных из скважин доюрского комплекса (пласт триас). Выполненные минералогические исследования позволили установить, что отложения, в основном, представлены кальцитом с включением продуктов коррозии. Результаты исследования элементного состава неорганической части отложений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Элементный состав отложений с УЭЦН

Спектр	Содержание, % масс.										
	Na	Mg	Al	Si	S	Cl	Ca	Mn	Fe	Zn	O
1	1,7	0,4	0,8	3,8	1,5	1,8	44,8	0,4	15,6	0,7	28,5
2	1,5	0,3	0,7	3,5	1,4	1,4	45,8	0,7	15,9	0,9	27,9
3	1,5	0,5	0,5	2,8	1,0	1,2	49,9	0,6	13,8	1,1	27,2
4	1,4	0,5	0,8	3,1	1,4	0,9	47,9	0,6	14,6	1,4	27,5
Среднее	1,5	0,4	0,7	3,3	1,3	1,3	47,1	0,6	14,9	1,0	27,8

Из таблицы 1 следует, что основными химическими соединениями в составе отложений являются кальцит и оксиды железа. Присутствие других химических соединений, не относящихся к малорастворимым продуктам, связано с захватом и последующим испарением из выпавшего осадка попутно-добываемой воды.

В соответствии с полученными в главе 1 результатами, для прогноза солеобразования в скважинах рассматриваемого объекта использована методика Дж.Е. Оддо и М.Б. Томпсона, в соответствии с которой оценка возможного выпадения солей производится по величине индекса насыщения. Расчет индекса насыщения выполнен для преобладающего в составе отложений компонента – карбоната кальция (CaCO_3), по формуле:

$$SI_c = \lg \left[\frac{\left(\frac{C_{Ca}}{40080} \right) \left(\frac{C_{CO_3}}{61000} \right)^2}{PL_{CO_2} m_{CO_2}} \right] + 5.56 + 1.4463 \cdot 10^{-2} \cdot T + -9.44 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 -$$

$$-6.185 \cdot 10^{-5} P - 1.895 \mu^{0.5} + 0.662 \mu + 3.654 \cdot 10^{-2} \mu^{1.5} - 8.0 \cdot 10^{-7} \cdot T \cdot \mu^{0.5} \quad (1)$$

где SI – индекс насыщения карбонатом кальция; C_i – масса концентраций ионов, г-ион/л; T – температура в точке определения, °F; P – давление в точке определения, Psi; μ – ионная сила солей в добываемой пластовой воде; L_{CO_2} – летучесть двуокиси углерода; m_{CO_2} – мольная доля двуокиси углерода в газовой фазе.

Прогнозные индексы насыщения рассчитаны для двадцати скважин пласта триас Рогожниковского месторождения. В соответствии с результатами выполненных расчетов, для 15 скважин спрогнозированы высокие риски солеотложений (полученные значения $SI > 0$), что обусловило дальнейшее использование на них технологии ингибиторной защиты. Для пяти скважин полученные значения $SI < 0$, что позволило отнести их к категории скважин с низким уровнем риска выпадения солей, и в этой связи технология ингибиторной защиты на данных скважинах не внедрена. Однако последующая эксплуатация данных пяти скважин привела к возникновению осложнений, описание которых приведено ниже и обобщено в таблице 2.

В скважинах 2 и 3 зафиксирован отказ электроцентробежных насосов, последующие подъем, демонтаж и ревизия элементов оборудования позволил установить факт значительных отложений кальцита и обусловленное этим снижение пропускной способности рабочие колеса и направляющие аппараты насоса на 80 %.

Таблица 2 – Показатели эксплуатации скважин с индексом насыщения $SI < 0$

№ скв.	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Обводненность, %	Динамический уровень, м	Наработка УЭЦН, сут.	Примечание
1	28	74	1850	27	Остановки по перегрузу в процессе эксплуатации
2	35	35	1627	129	R-0, в ЭЦН выявлены солевые отложения
3	42	52	1705	12	Остановки по перегрузу в процессе эксплуатации
4	27	45	1807	182	Неразворот, в ЭЦН выявлены солевые отложения
5	21	23	1728	148	R-0, в ЭЦН выявлены солевые отложения

Результаты анализа опыта работы скважин без защиты ингибитором свидетельствуют о несоответствии рассчитанных по методике Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона уровней солеопасности фактическим результатам эксплуатации погружного оборудования. Следует отметить, что характерной особенностью эксплуатации данных пяти скважин является высокое содержание свободного газа на приеме насоса (более 40 %), что увеличивает интенсивность выделения тепла при эксплуатации установки ЭЦН и одновременно снижает скорость охлаждения насоса и способствует его перегреву. Данное явление не учитывается при реализации используемой методики прогнозирования солеобразования, что обуславливает необходимость ее адаптации с целью повышения прогностической способности.

Очевидно, что в геолого-физических и технологических условиях объекта разработки триас одним из направлений совершенствования методики прогноза выпадения карбоната кальция является возможность учета явления повышения температурой характеристики установки ЭЦН. С этой целью в диссертационной работе выполнен ряд исследований.

Процесс выпадения кальцита в скважине обусловлен тем, что при изменении термобарического равновесия в пластовой воде при поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного CO_2 между водной и нефтяной фазами. Объединяясь с CO_2 , водная фаза выделяет кальцит:



Данный процесс проходит более интенсивно при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, поскольку в данных условиях имеет место дополнительное высвобождение растворенного CO_2 в газовую фазу.

В высокотемпературных условиях объекта разработки пласта триас продолжительность периода роста кристаллов кальцита мала, и создающиеся на забое скважины условия его выпадения приводят к поступлению на прием электроцентробежного насоса кристаллов в виде механической примеси, что, в свою очередь, является фактором, способствующим отказу насосной установки.

В соответствии с классификацией В.А. Сулина, пластовая вода доюрского комплекса относится к гидрокарбонатно-натриевому типу. Выполненные отбор и усреднение результатов исследования ионных составов проб воды позволили установить, что общая минерализация составляет 20,6 г/л; вода содержит следующие катионы и анионы: $\text{Ca}^{2+} = 255$, $\text{Mg}^{2+} = 29$ мг/л; $\text{Sr}^{2+} = 20$ мг/л, $\text{Fe}_{\text{общ}} = 20$ мг/л; $\text{Na}^+ + \text{K}^+ = 7428$ мг/л, $\text{HCO}_3^- = 1988$ мг/л, $\text{Cl}^- = 10883$ мг/л.

В основе методики оценки эффективности ингибирования выпадения кальцита (статический метод) используется определение эффективности действия ингибиторов солеотложения трилометрическим титрованием остаточного содержания катиона кальция в водном растворе при заданной температуре не образовавшегося в осадок карбоната кальция.

Эффективность ингибирования ($\text{Э}_{\text{инг}}$, %) рассчитана по формуле:

$$\text{Э}_{\text{инг}} = \frac{(C_p - C_x) \cdot 100}{(C_0 - C_x)}, \quad (3)$$

где C_x – содержание катионов кальция в "холостой" пробе, мг/л; C_p – содержание

катионов кальция в пробе с ингибитором после термостатирования, мг/л; C_0 – содержание катионов кальция в исходном растворе, мг/л.

Результаты экспериментов по тестированию ингибиторов на эффективность предотвращения выпадения карбоната кальция, выполненных в ходе диссертационного исследования на модели попутной воды, представлены на рисунке 1.

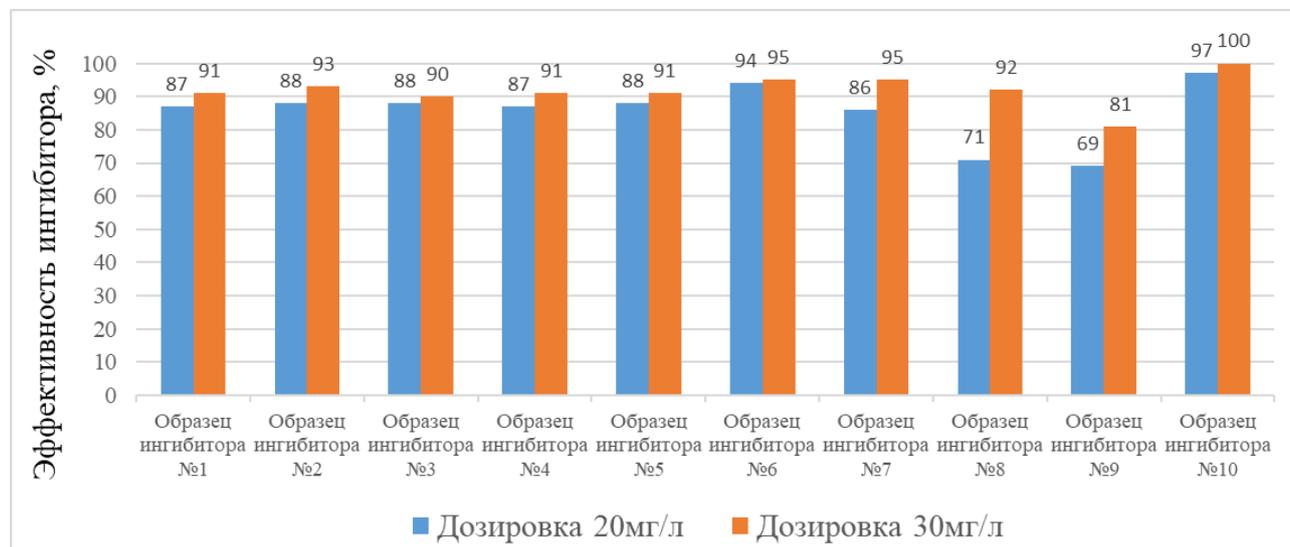


Рисунок 1 – Результаты тестирования эффективности применения ингибиторов с целью предотвращения выпадения карбоната кальция

Как следует из рисунка 1, наибольшую эффективность в скважинах пласта триас демонстрируют ингибиторы полиакрилатного класса (полиакриламиды). Также целесообразным считается использование в составе с ингибитором микро- и наночастиц, эффективность которых обусловлена малым размером и большой площадью поверхности.

Расчет дозировки: количество ингибитора, дозируемого в скважину (P , кг), выполняется в соответствии с формулой:

$$P = \frac{\rho_e \cdot D \cdot \tau \cdot Q_e}{\rho_u \cdot 10^3}, \quad (4)$$

где Q_e – производительность (дебит) скважины по попутно-добываемой воде, м³/сут; D – рекомендуемая дозировка ингибитора для пластовой воды, г/м³; τ – периодичность обработок, сут.; ρ_e – плотность подтоварной воды, кг/м³; ρ_u – плотность ингибитора, кг/м³.

В третьей главе выполнен анализ методик и осуществлен расчет процесса теплопередачи при эксплуатации скважин объекта разработки пласта триас, оборудованных установками ЭЦН.

В настоящее время во всех разработанных методах прогнозирования солевых отложений температурное состояния установки электроцентробежного насоса не учитывается. В диссертационной работе выполнен сравнительный расчет повышения температуры в погружном центробежном насосе в соответствии с методиками А.А. Гареева, П.Д. Ляпкова, И.Т. Мищенко. Полученные при этом результаты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета повышения температуры УЭЦН

Расчетный показатель	Значения, полученные по методике		
	А.А. Гареева	П.Д. Ляпкина	И.Т. Мищенко
Повышение температуры в ЭЦН, °С	169,6	12,4	6
Общая температура электро-центробежного насоса, °С	270,6	121,4	115

Следует отметить, что три использованные методики продемонстрировали значительные отличия в результатах. С целью выделения наиболее достоверной из трех рассмотренных методик для рассматриваемых геолого-физических и технологических условий объекта разработки пласта триас разработана и реализована программа опытно-промысловых исследований, направленных на определение фактических температурных характеристик электроцентробежных насосов. Объектом испытаний выбрана скважина, эксплуатирующая пласт триас Рогожниковского месторождения, оборудованная установкой ЭЦН. В состав установки электроцентробежного насоса специально включена погружная кабельная линия с термоиндикаторами (рисунок 2). При этом на первой секции насоса установлены термоиндикаторы с диапазоном температур 116-164 °С и 249-280 °С, в интервале второй секции насоса применены термоиндикаторы 116-164 °С и 204-260 °С.

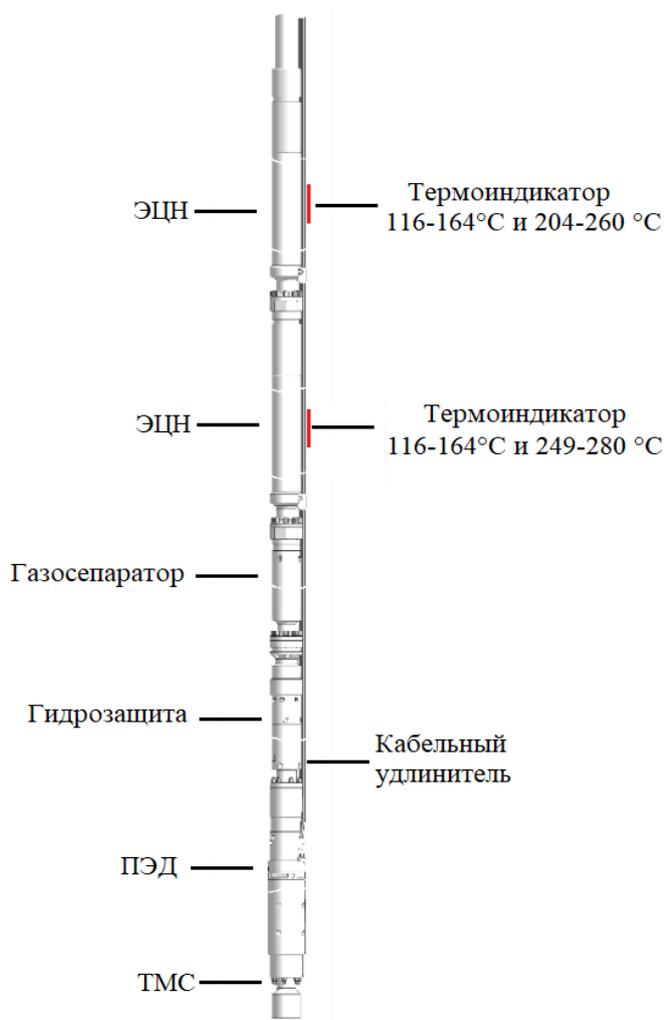


Рисунок 2 - Схематическое расположение термоиндикаторов на установке ЭЦН

Проведение исследований позволило обосновать наибольшую достоверность и целесообразность применения методики А.А. Гареева для расчета температурной характеристики установки ЭЦН в рассматриваемых условиях.

Кроме того, в результате выполненных опытно-промысловых исследований установлено, что при эксплуатации спущенной в скважину установки ЭЦН 5 – 30 - 2200 температура достигла величины в 272 °С. Экспериментальные работы по исследованию «тока утечки», связанного с ростом температуры, продемонстрировали, что для температурной вставки или кабельного удлинителя с температурный значением 230 °С величина температуры при эксплуатации установки ЭЦН может достигать 285 °С. Анализ данных ревизий установок ЭЦН, извлеченных из скважин объекта разработки триас по причине отказа, продемонстрировал факт смещения жил изоляции

(оплавление) в кабельной линии термостойкостью 160 °С, которая соединена с кабельным удлинителем и термостойкой вставкой (230 °С) длиной 300-500 м.

Результаты данного исследования позволили обосновать, разработать и внедрить на практике следующую рекомендацию, направленную на оптимизацию эксплуатации фонда скважин с установкой ЭЦН пласта триас: с целью недопущения отказов кабельной продукции по причине «оплавления» минимальная длина температурной вставки с рабочим значением температуры 230 °С должна составлять не менее 850 м.

Данное технологическое решение позволило в значительной мере снизить количество отказов по причине снижения изоляции в кабельной линии, отбраковку кабельной продукции. Однако его практическая реализация привела к росту отказов глубиннонасосного оборудования по причине солевых отложений.

Для достоверного прогнозирования солевых отложений в скважине в диссертационной работе предложено рассчитывать индекс насыщения карбонатом кальция с учетом установленного явления дополнительного повышения температуры установки ЭЦН:

$$SI_C = \lg \left[\frac{\left(\frac{C_{Ca}}{40080} \right) \left(\frac{C_{CO_3}}{61000} \right)^2}{PL_{CO_2} m_{CO_2}} \right] + 5.56 + 1.4463 \cdot 10^{-2} \cdot T_{нас} + -9.44 \cdot 10^{-7} \cdot T_{нас}^2 - 6.185 \cdot 10^{-5} P - 1.895 \mu^{0.5} + 0.662 \mu + 3.654 \cdot 10^{-2} \mu^{1.5} - 8.0 \cdot 10^{-7} \cdot T_{нас} \cdot \mu^{0.5} \quad (5)$$

где $T_{нос}$ – общая температура в корпусе насоса, °F.

Выполненные в работе расчеты свидетельствуют о том, что значение индекса насыщения карбонатом кальция в режиме «кратковременного срыва подачи» составляет величину 3,513 (рисунок 3). Данное значение соответствует сверхвысокому уровню солеопасности.

Выполненный ранее расчет параметров индекса насыщения для данной скважины, не учитывающий установленный в работе факт дополнительного температурного нагрева установки ЭЦН, позволил получить значение индекса насыщения менее 0,5 и отнести риски солеотложения в интервале размещения ЭЦН данной скважины к низким (рисунок 4).

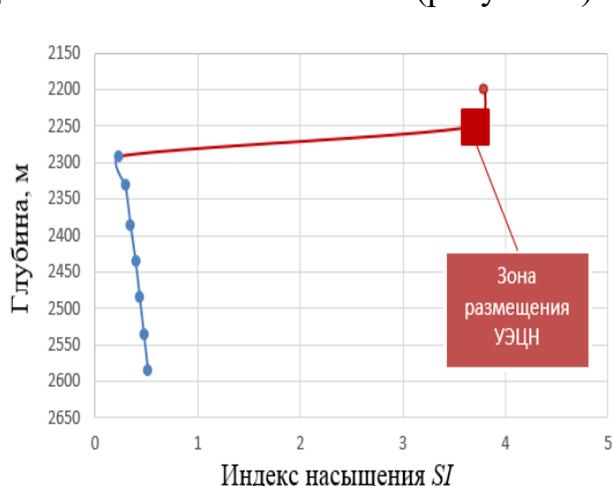


Рисунок 3 – Результаты расчета показателя SI с учетом повышения температуры ЭЦН

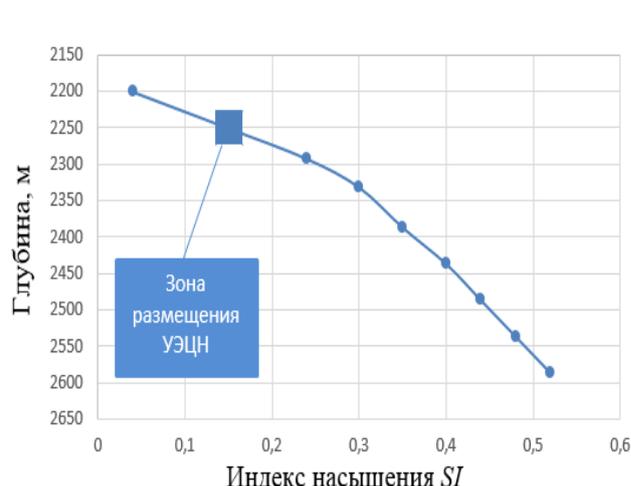


Рисунок 4 – Результаты расчета показателя SI без учета повышения температуры ЭЦН

Полученный положительный опыт учета дополнительного нагрева УЭЦН при прогнозировании рисков солеотложений позволил провести обобщающие исследования для скважин объекта разработки пласта триас Рогожниковского месторождения. Для оценки риска образования солевых отложений построены линейные регрессионные модели в которых зависимой переменной выступает давление на приеме УЭЦН ($P_{ЭЦН}$), а независимыми повышение температуры в ЭЦН ($T_{ЭЦН}$) и наработка установок ЭЦН на отказ (ННО $УЭЦН$) (рисунок 6,7).

Таблица 4 – Анализ отказов установок ЭЦН в зависимости от давления на приеме насоса

Рэцн, атм	Количество отказов УЭЦН, шт	Количество отказов УЭЦН по причине солеобразования, шт	% отказов по причине солеобразования
> 80	44	2	5
80-60	18	10	56
60-40	82	60	73
< 40	98	94	96

Установлена важная закономерность: при снижении давления над приемом насоса менее 8 МПа риск образования солеотложений значительно повышается таблица 4.

Также определена тенденция, что при снижении давления на приеме электроцентробежного насоса происходит рост температуры в корпусе ЭЦН. Полученная закономерность позволила построить зависимость прогноза образования солей для скважин объекта разработки пласта триас Рогожниковского месторождения (рисунок 5).

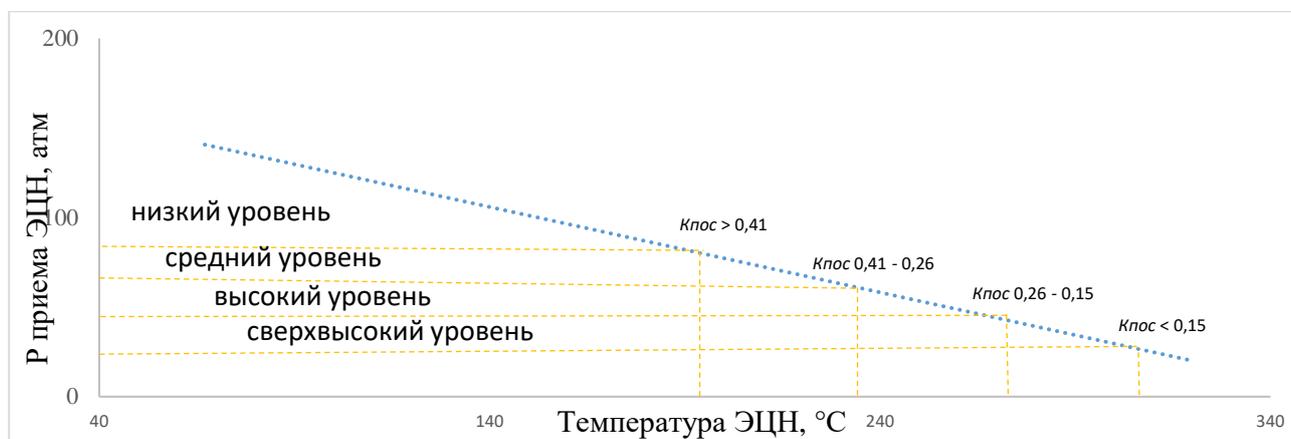


Рисунок 5 – Модель прогноза образования солей для скважин доюрского комплекса пласт триас

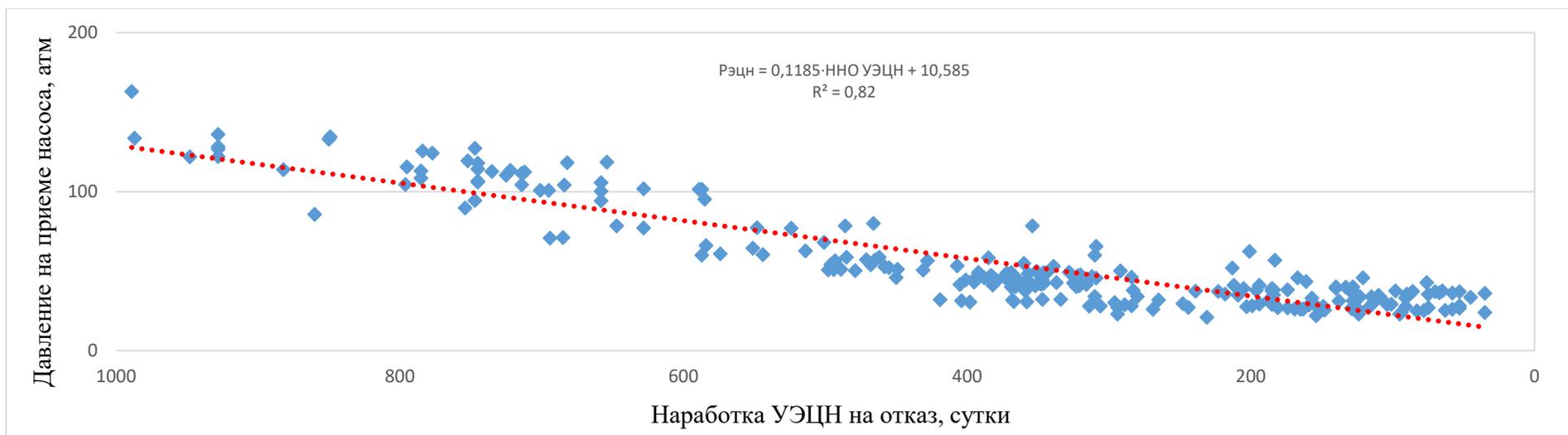


Рисунок 6 – Линейная регрессионная модель отказов УЭЦН в зависимости от давления на приеме насоса

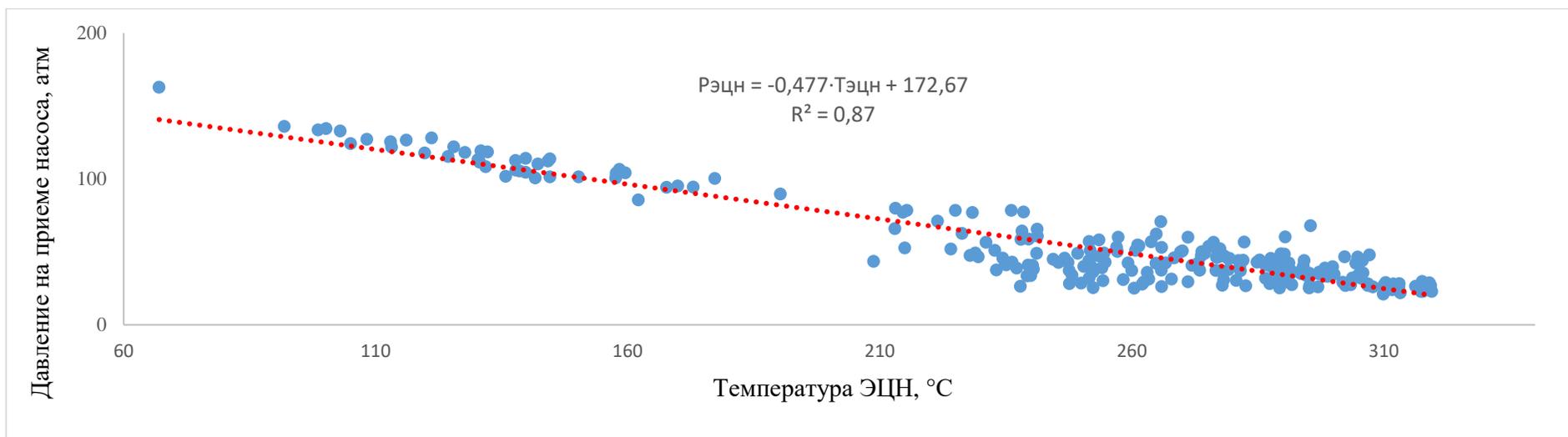


Рисунок 7 – Линейная регрессионная модель для скважин пласта триас с установками ЭЦН в зависимости от $R_{\text{ЭЦН}}$ и $T_{\text{ЭЦН}}$

Оценку рисков выпадения солей для скважин, эксплуатирующих пласт триас, предлагается выполнять на основании анализа величины коэффициента прогноза образования солей ($k_{пос}$), представляющего собой отношения давления над приемом УЭЦН к температуре в корпусе насоса:

$$k_{пос} = \frac{P_{уэцн}}{T_{эцн}}, \quad (6)$$

где $k_{пос}$ – предложенный в работе коэффициент прогноза образования солей; $P_{уэцн}$ – давление над приемом УЭЦН, атм; $T_{эцн}$ – повышение температуры в ЭЦН, °С.

Введение данного коэффициента позволяет комплексно учитывать влияние на процесс солеобразования таких факторов, как повышение температуры УЭЦН, характерное для геолого-физических и технологических условий объекта разработки пласта триас Рогожниковского месторождения, а также величины давления над приемом УЭЦН.

Четвертая глава посвящена обоснованию мероприятий по оптимизации процессов эксплуатации скважин пласта триас месторождений Красноленинского свода, основанных на результатах исследований, выполненных в диссертационной работе.

Для скважин указанного региона выполнено математическое моделирование процесса солеобразования с учетом установленного влияния изменения температурной характеристики установки ЭЦН, оценены риски выпадения кальцита и определены категории солеопасности.

К первой и третьей категории солеопасного фонда отнесены скважины, в которых процесс образования солевых отложений происходит до приема насоса, и сформированные кристаллы кальцита в виде механической примеси с потоком добываемой жидкости поступают на прием насоса. Ко второй категории отнесены скважины, в которых процесс образования солевых отложений происходит в теле центробежного насоса при его работе в режиме «кратковременного срыва подачи». Данная информация обобщена и представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Категории солеопасности доюрского пласта триас

Категория солеопасности	Особенность процесса солеобразования	Необходимое дополнительное оборудование
Первая (I)	Кристаллы карбоната кальция образуются до приема установки ЭЦН (кристаллы соли поступают на прием электроцентробежного насоса в виде механической примеси).	Фильтр, перепускной клапан, диспергатор
Вторая (II)	Образование солевых отложений происходит в процессе температурного воздействия при эксплуатации электроцентробежного насоса.	Газосепаратор
Третья (III)	Образования карбоната кальция происходит до приема установки ЭЦН и в процессе температурного воздействия при эксплуатации электроцентробежного насоса.	Фильтр, перепускной клапан, диспергатор

Для каждой категории подобрано наиболее эффективное дополнительное оборудование, внедрение которого позволит свести к минимуму превалирующий для каждой категории скважин вид осложнения. Разработанные рекомендации внедрены на практике. Таким образом, определение категорий солеопасности скважин, эксплуатирующих доюрский комплекс (пласт триас), с помощью усовершенствованных в диссертации методов прогнозирования солевых отложений позволило повысить эффективность реализации технологического процесса добычи нефти на рассматриваемом объекте за счет обоснованного адресного внедрения дорогостоящего оборудования по предупреждению осложнений.

Для защиты скважин солеопасного фонда второй и третьей категории (образование солевых отложений при работе установки ЭЦН в режиме «кратковременного срыва подачи») целесообразно применять закачку ингибитора в затрубное пространство с помощью мобильного блока реагентного хозяйства (МБРХ) и устройства дозирующего (УД). Одним из направлений повышения эффективности ингибирования скважин следует считать обоснование оптимальных временных интервалов между профилактическими обработками, при этом необходимо использовать индивидуальный подход для условий каждой скважины. Применение предложенного в диссертационной работе коэффициента прогноза образования солей в ЭЦН позволило обосновать методику приоритетного выбора скважин – объектов ингибирования процесса солеотложения скважин доюрского комплекса (пласт триас) Рогожниковского месторождения (таблица 6). Критерии отнесения скважин фонда объекта триас к одной из четырех выделенных групп представлены в таблице 7.

Таблица 6 – Методика применения ингибитора солеотложений для скважин доюрского комплекса триас

Группы сложности	Категория солеопасности	Обработка ингибитором (-)/(+)	Приоритет обработок ингибитором солеотложений (по значению $k_{лос}$)			
			Низкий	Средний	Высокий	Сверхвысокий
1	I	-	Риск образования солей в ЭЦН отсутствует			
	II	+	> 0,41	0,41– 0,26	0,26– 0,15	< 0,15
	III	+				
2	I	-	Риск образования солей в ЭЦН отсутствует			
	II	+	> 0,41	0,41– 0,26	0,26– 0,15	< 0,15
	III	+				
3	I	-	Риск образования солей в ЭЦН отсутствует			
	II	+	> 0,41	0,41– 0,26	0,26– 0,15	< 0,15
	III	+				
4	I	-	Риск образования солей в ЭЦН отсутствует			
	II	+	> 0,41	0,41– 0,26	0,26– 0,15	< 0,15
	III	+				

Таблица 7 – Критерии отнесения к группам сложности

Группы сложности	Критерии отнесения к группам сложности доюрского комплекса (триас)
1	Скважины с режимным дебитом от 15 до 25 м ³ /сут, работа УЭЦН в постоянном режиме, со значительным содержанием свободного газа в перекачиваемой жидкости (более 25 %), КПД насоса может достигать нулевых значений, большая часть времени работа насоса ведется в режиме «кратковременного срыва подачи». Эксплуатация скважин осуществляется ЭЦН-25, с расширенной высотой проточных каналов.
2	Скважины эксплуатируются с дебитами от 26 до 60 м ³ /сут, работа УЭЦН в постоянном режиме со значительным содержанием свободного газа в перекачиваемой жидкости (более 25 %), КПД насоса может достигать нулевых значений, большая часть времени работа насоса ведется в режиме «кратковременного срыва подачи».
3	Скважины с дебитом от 61 до 125 м ³ /сут, работа УЭЦН в постоянном режиме, содержание свободного газа в добываемой жидкости увеличивается до предельных значений, КПД ЭЦН допустим, сохраняется устойчивая работа, периодически присутствует режим «кратковременного срыва подачи».
4	Скважины с дебитом менее 15 м ³ /сут, со значительным содержанием свободного газа в перекачиваемой жидкости (более 40 %), установлено влияние газа на эксплуатацию насоса, работа установки ЭЦН ведется в периодическом режиме.

Предложенный комплексный подход к работе с фондом скважин пласта триас позволил значительно снизить количество отказов электропогружного оборудования и повысить значение одного из основных показателей эксплуатации скважин – наработки на отказ (рисунок 8).

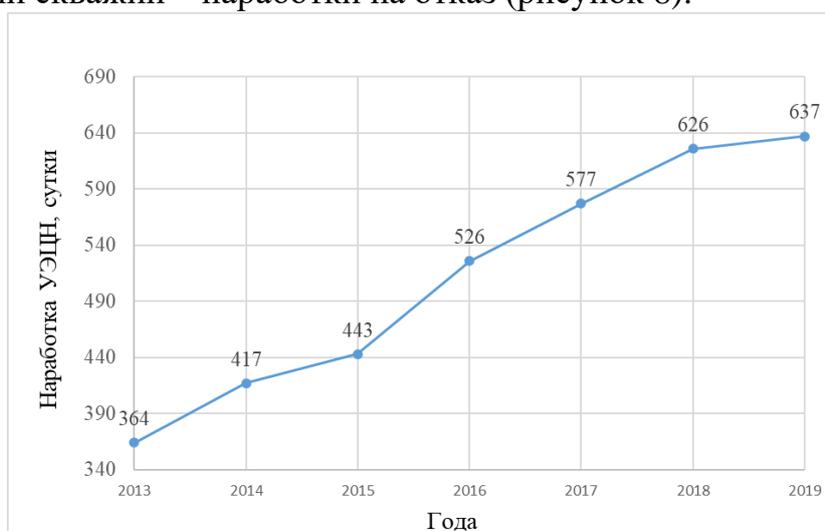


Рисунок 8 – Динамика наработки на отказ скважин с УЭЦН

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие основные выводы и рекомендации:

1. На основании анализа отказов установок электроцентробежных насосов в скважинах пласта триас Рогожниковского месторождения выявлена основная причина отказов оборудования – образование солевых отложений при эксплуатации УЭЦН. Определен ионный состав, физико-химические свойства попутно-добываемых вод, сеноманских вод, используемых для нужд системы поддержания пластового давления для скважин доюрского пласта (триас); определены причины образования солевых отложений при эксплуатации скважин с УЭЦН. На моделях попутно-добываемых вод доюрского комплекса триас проведено тестирование эффективности действия ингибиторов солеотложения по предотвращению выпадения кальцита в погружном скважинном оборудовании, определены эффективные дозировки для периодического дозирования ингибитора в скважину.

2. Выполнен сравнительный анализ методик повышения температуры в насосе при его эксплуатации, по данным сравнения с результатами специально выполненных опытно-промышленных исследований определена наиболее достоверная методика оценки увеличения температуры ЭЦН при эксплуатации электроцентробежного насоса с учетом влияния газа на его работу (для рассматриваемых условий эксплуатации скважин). Выполнен прогноз образования солей карбоната кальция для скважин, работающих в режиме «кратковременного срыва подачи», с учетом повышения температуры в насосе; проведены промысловые исследования повышения температуры установки ЭЦН при эксплуатации в режиме «кратковременного срыва подачи».

3. Рассчитаны коэффициенты прогноза образования солей карбоната кальция; определены категории скважин доюрского пласта (триас), подверженные образованию солей.

4. Обоснована комплектация дополнительного оборудования электроцентробежных установок для каждой категории солеопасности. Определены скважины для приоритетной обработки ингибитором от солевых отложений.

5. Проведены успешные опытно-промысловые испытания установки ЭЦН-25 с расширенными проточными каналами, проведены испытания винтовых насосов высокотемпературного исполнения. Практическое применение разработанных рекомендаций позволило достичь повышения показателей эффективности эксплуатации скважин: наработка на отказ скважин с УЭЦН увеличилась с 364 суток в 2013 г. до 637 суток в 2019 г. Целесообразным следует считать расширение выполненных исследований применительно к геолого-физическим и технологическим условиям других месторождений (объектов разработки), что повысит эффективность технологических процессов извлечения их активов.

Список работ, опубликованных автором по теме диссертации

- в ведущих рецензируемых изданиях:

1. Осложнения при эксплуатации скважин доюрских пластов Красноленинского свода / **А.А. Макеев**, К.А. Кокорина, А.В. Ельников, Ю.Ю. Петрова, А.А. Пичугина // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 7. – С. 73-77. (**Chemical Abstracts**)
2. Кокорина, К.А. Повышение эффективности технологий и методов борьбы с солеотложениями при эксплуатации скважин / К.А. Кокорина, **А.А. Макеев** // Бурение и нефть. – 2019. – № 10. – С. 39.
3. Макеев, А.А. Осложнения при эксплуатации скважин высокотемпературных пластов месторождений Октябрьского района (Красноленинский свод) / **А.А. Макеев**, Д.В. Щелоков, Е.Л. Шай // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 42-44. (**Scopus, Chemical Abstracts**)
4. Эффективность применения электроцентробежных насосов для добычи нефти из скважин доюрских пластов / **А.А. Макеев**, Д.В. Щелоков, Е.Л. Шай, М.В. Чирков // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 74-76. (**Scopus, Chemical Abstracts**)
5. Критерии внедрения газостабилизирующих устройств в скважинах высокотемпературных пластов месторождений Красноленинского свода / **А.А. Макеев**, С.А. Леонтьев, Д.В. Щелоков, Е.Л. Шай // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 66-67. (**Scopus, Chemical Abstracts**)
6. Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов с учетом геолого-физических особенностей доюрского комплекса (триас) / **А.А. Макеев**, А.И. Цепляева, С.А. Леонтьев, Е.Л. Шай // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 92-95. (**Scopus, Chemical Abstracts**)

- в прочих изданиях:

7. Макеев, А.А. Методы увеличения ресурса работы УЭЦН на осложненном фонде скважин Октябрьского района / **А.А. Макеев** // Инженерная практика. – 2017. – № 5. – С. 70-73.
8. Кокорина, К.А. Совершенствование технологий борьбы с осложняющими факторами при эксплуатации скважин / К.А. Кокорина, **А.А. Макеев**, Ю.Ю. Петрова // Наука и инновации XXI века: сборник статей по материалам V Всероссийской конференции молодых ученых. В 3-х томах. – 2018. – Т. I – С. 101-103.