

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ
ИМ. А. А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи



ПЕРМЯКОВ ВИКТОР СЕРГЕЕВИЧ

**МЕТОДИКА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ
ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН
ПО НЕПРЕРЫВНОМУ ИЗМЕРЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО
СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОПУТНОЙ ЖИДКОСТИ
(НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО И НИЖНЕГО МЕЛА
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)**

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Ельцов Игорь Николаевич,
доктор техн. наук, профессор

Новосибирск, 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Глава 1. Аналитический обзор известных способов контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин. Их достоинства и недостатки...11	
1.1. Типы попутной воды газовых и газоконденсатных месторождений16	
1.2. Способы отбора пробы попутной воды.....18	
1.3. Определение типов попутной воды по её физико-химическим параметрам.....22	
1.4. Способы диагностики попутной воды.....29	
Глава 2. Разработка методики оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по онлайн измерению электрического сопротивления попутной жидкости37	
2.1. Анализ результатов инструментальных измерений электрофизических параметров попутной воды для её диагностики.....37	
2.2. Разработка и экспериментальное исследование способа непрерывного отбора проб жидкости из газожидкостного потока и измерения её электрического сопротивления58	
2.3. Уточнение ионного состава конденсационной и пластовой воды по результатам переобработки материалов гидрохимического анализа проб попутной воды из скважин на отложения нижнего и верхнего мела Западной Сибири82	
2.4. Разработка способов диагностики попутной воды (по минерализации и априорным данным о проведении геолого-технических мероприятий, графоаналитическим способом по ионному составу, с использованием формулы А. Р. Ахундова).....97	
Глава 3. Опробование методики оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по непрерывному измерению электрического сопротивления попутной жидкости в полевых условиях125	
3.1. Описание технологии обработки полевых данных125	

3.2. Результаты полевых испытаний	129
3.3. Оптимизация контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин	133
Заключение.....	139
Список сокращений и условных обозначений.....	142
Список терминов	143
Библиографический список использованных источников	144
Приложение А. Физико-химические свойства проб попутной воды из скважин Медвежьего, Юбилейного и Ямсовейского месторождений	161
Приложение Б. Блок-схема методики оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин с применением поточного резистивного датчика	162
Приложение В. Алгоритм диагностики генезиса попутной воды по минерализации пробы и априорным данным об использовании технической жидкости	163
Приложение Г. Расчетные формулы для диагностики генезиса попутной воды Медвежьего, Юбилейного и Ямсовейского НГКМ по методике ИПНГ РАН.....	164
Приложение Д. Расчетные формулы для диагностики попутной воды Бованенковского НГКМ по методике ИПНГ РАН.....	168
Приложение Е. Акт внедрения результатов диссертационной работы.....	170

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования – способы контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин на предмет повышения оперативности и качества диагностики попутной воды за счёт непрерывного измерения физико-химических параметров попутной жидкости непосредственно в точке отбора проб электрометрическими методами.

Актуальность исследования. Как известно, появление воды любого типа в интервале перфорации газовых и газоконденсатных скважин способствует разрушению прискважинной зоны пласта [Гасумов, Минликаев, 2013; Гадиров, 2018], снижению продуктивности скважин [Ли и др., 2008] и другим нежелательным последствиям [Долгов, 1999; Эксплуатация газовых ..., 2018]. Своевременное обнаружение обводнения скважин и диагностирование типа воды позволяет подобрать необходимые геолого-технические мероприятия (ГТМ) для восстановления продуктивности скважины, безопасной её эксплуатации и определения эффективности проведённых ГТМ, но известные способы контроля за обводнением скважин затратные и не позволяют охватить исследованиями весь фонд скважин и одновременно организовать их онлайн мониторинг. Геофизические полевые (4D сейсмика) и скважинные исследования (нейтронный каротаж, дивергентный и др.) технически сложны, трудоёмки и экономически затратные, что не позволяет их использовать как оперативные методы контроля. Современный способ контроля за обводнением скважин – гидрохимический контроль - значительно дешевле геофизических методов, но также не лишён недостатков: низкая частота исследований, так как интенсификация контроля возможна только за счёт увеличения количества отбираемых проб, а следовательно, пропорционального увеличения трудовых и материальных затрат, что невозможно по технико-экономическим причинам; длительная доставка проб в лабораторию снижает достоверность диагностики из-за изменения их ионного состава [СТО Газпром 6-2005, 2005; СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019, 2019]; кроме того, контроль за обводнением скважин не автоматизирован -

используются устаревшие способы ручного отбора проб и определения физико-химических параметров попутной воды.

Отсюда острая необходимость в разработке оперативных способов отбора проб попутной воды, определения её физико-химических параметров за счёт использования современных измерительных приборов, интегрированных в систему телеметрии месторождения, и совершенствования способа диагностики по результатам непрерывных измерений, в частности электрофизических параметров, с минимизацией «человеческого фактора».

Цель исследования – повысить оперативность и качество контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин без потери информативности за счёт существенного сокращения времени между отбором пробы попутной воды и получением её генетического профиля по результатам онлайн измерения электрофизических параметров попутной жидкости.

Научно-техническая задача - разработать методику оперативного онлайн контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин с использованием измерений электрофизических параметров попутной жидкости в газожидкостном потоке и диагностики попутной воды по этим параметрам.

Задача решается поэтапно:

1. Анализ результатов экспериментальных измерений электрофизических параметров попутной воды методами диэлькометрии, ЯМР-релаксометрии, потенциометрии и кондуктометрии на предмет их применения для диагностики генезиса попутной воды.
2. Разработка и экспериментальное исследование способа непрерывного отбора проб жидкости из газожидкостного потока и измерения её электрического сопротивления с использованием резистивного датчика (разработка А. К. Манштейна, ИНГГ СО РАН), расположенного в углублении на нижней образующей горизонтального трубопровода.
3. Разработка способа диагностики попутной воды по электрофизическим параметрам попутной воды и его верификация путём сравнения с диагностикой по результатам классического гидрохимического анализа.

Повышение точности диагностики за счёт уточнения ионного состава и диагностических признаков конденсационной и пластовой воды по результатам переработки материалов гидрохимических исследований попутной воды и её диагностики за 2014-2016 гг. по данным ООО "Газпром добыча Надым".

4. Апробация методики оперативного контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин в промысловых условиях (на примере месторождений ООО "Газпром добыча Надым").

Фактический материал, методы исследования, аппаратура

Основные методы исследования - эксперименты по измерению параметров реальных и модельных проб попутной воды методами диэлькометрии [Dielectric and radio-frequency..., 2017], ЯМР-релаксометрии [Шумская и др., 2017], кондуктометрии и потенциометрии [Пермяков, 2017], исследование работы резистивного датчика (разработка А. К. Манштейна, ИНГГ СО РАН) в статических и динамических условиях на стенде, имитирующем газожидкостный поток; сравнительный и сопоставительный анализ результатов измерения электрофизических параметров и результатов гидрохимического анализа попутной воды с долевым содержанием в ней конденсационной, пластовой и техногенной воды, рассчитанным по методике Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) [Рекомендации для определения..., 2013; Абукова и др., 2015]. Численными расчётами оценена точность результатов диагностики генезиса разных способов диагностики (по минерализации и априорным данным о закачке технических растворов, графоаналитическим способом, с использованием формулы А. Р. Ахундова) путём сравнения заданных генетических профилей с расчётными, полученными по результатам диагностики по ионному составу, рассчитанному по заданным пропорциям смешивания разных типов воды, в идеальных условиях и с учётом влияния погрешности измерений физико-химических параметров. Статистическим анализом более 35000 результатов диагностики генезиса попутной воды, выполненной по методике ИПНГ РАН, установлена частота встречаемости проб с разным генетическим профилем в

скважинах на отложения нижнего и верхнего мела Западной Сибири (на примере месторождений ООО "Газпром добыча Надым").

Высокая степень достоверности полученных результатов обеспечивается:

1. Представительностью исходных данных, их надёжностью: анализируется 68 проб попутной воды, отобранной из скважин ООО "Газпром добыча Надым", более 100 моделей проб, полученных смешиванием в различных пропорциях водных растворов солей, соответствующих конденсационной, пластовой и техногенной воде и более 35000 результатов гидрохимического анализа и диагностики генезиса попутной воды по методике ИПНГ РАН (по данным ООО "Газпром добыча Надым" за 2009-2019 гг.);
2. Использованием современных цифровых сертифицированных приборов: измерителя RLC E7-22, кондуктометров Cond315i, Cond3110, ЯМР-релаксометр «МСТ-05», иономер Эксперт–001-3.0.1 и ионоселективных электродов, проточного резистивного датчика (ИНГГ СО РАН);
3. Гидрохимическим, численным и сравнительным анализом;
4. Внедрением на производстве способа контроля обводнения скважин в общей точке и диагностики по минерализации и априорным данным о закачке технических растворов (Приложение Е.).

Защищаемый научный результат - методика оперативного непрерывного контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин, основанная на:

- измерении электрического сопротивления и температуры жидкости в газожидкостном потоке, позволяющая определять удельную электрическую проводимость, минерализацию и диагностировать генетический профиль попутной воды не содержащей техногенных растворов;
- применении резистивного датчика, расположенного в углублении на нижней образующей горизонтального трубопровода, в том числе при объёмной доле механических примесей в попутной жидкости до 10% и жидких углеводородов до 72%.

Научная новизна

1. Впервые применён метод непрерывного определения генетического профиля попутной воды в газожидкостном потоке обвязки газовых и газоконденсатных скважин.
2. Экспериментально определены технические условия применения резистивного датчика и пробоуловителя: заглубление датчика на нижней образующей горизонтального трубопровода – не менее 8 мм; объёмная доля жидких углеводородов в попутной жидкости – менее 72 %, механических примесей, представленных кварцевым песком – менее 10%; при безразмерной скорости газа более 0,0007 перед датчиком необходимо устанавливать осевой завихритель.
3. Разработана методика оперативного онлайн контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин.

Личный вклад

1. Предложено для контроля состава попутной воды газовых скважин использовать электрофизические параметры.
2. Выполнен анализ применимости электрофизических параметров попутной воды и способов их измерения для поточного применения в обвязке скважины (экспериментальные измерения выполнены в соавторстве: диэлькометрия - Романов А.Н., ЯМР-релаксометрия – Шумскайте М.Й., потенциометрия и кондуктометрия – Еделев А.В., Саева О.П.).
3. Выполнены лабораторные и полевые эксперименты с поточным резистивным датчиком (в соавторстве с Манштейном А.К., Власовым А.А.);
4. Разработаны способы диагностики попутной воды и установлены условия их применимости:
 - по минерализации пробы и априорным данным о применении техногенной воды в скважине;
 - по ионному составу с применением формулы Ахундова;

- графоаналитический способ (в соавторстве с Манзыревым Д.В. и др., Патенты № 2710652, № 2711024).
- 5. Разработана методика оперативного контроля обводнения газовых и газоконденсатных скважин с использованием измерений электрического сопротивления попутной жидкости в газожидкостном потоке.
- 6. При непосредственном участии автора диссертации внедрена на производстве методика оперативного контроля обводнения газовых скважин на Медвежьем месторождении.
- 7. Предложен способ снижения затрат при внедрении методики за счёт укрупнения объектов контроля. Оценён технологический и экономический эффект от внедрения методики непрерывного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин.
- 8. Соискатель принимал участие в постановке задачи, обсуждении и подготовке большей части публикаций по теме диссертации.

Практическая значимость

Практическая значимость разработанной методики заключается в получении современного, значительно более точного и экономически выгодного инструмента для непрерывного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по измерениям электрического сопротивления попутной жидкости и оперативной диагностики её генезиса по минерализации и априорным данным о закачке технических растворов. Методика может быть внедрена на любых газовых и газоконденсатных месторождениях при условии, что объёмная доля жидких углеводородов в жидкой фазе потока в точке измерений менее 72%, а механических примесей, представленных кварцевым песком, не более 10%.

Технологический эффект заключается в переходе от дискретных измерений (несколько раз в год) до постоянного онлайн мониторинга, что позволяет решить задачу комплексной автоматизации контроля за разработкой месторождения. Управленческий эффект заключается в выявлении ранних этапов обводнения скважин, что позволяет своевременно выполнять геолого-технические

мероприятия, повышать безопасность эксплуатации скважин, снизить риски неконтролируемого выхода скважин из эксплуатационного фонда и потерь добычи газа. Экономический эффект заключается в снижении простоев скважин и минимизации потерь в добыче газа, за счёт их своевременного вывода в ремонт; а также снижении материальных и трудовых затрат за счёт сокращения ручного отбора проб, их транспортировки и лабораторного анализа.

Апробация работы и публикации

Материалы диссертации изложены в 9 публикациях, из которых 3 статьи в журналах, входящих в Перечень рецензируемых научных изданий РФ и международные базы цитирования Web of Science, Scopus, GeoRef («Геология и геофизика», «Известия Томского политехнического института. Инжиниринг георесурсов»), GeoRef («Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений»), 2 патента РФ, 4 – материалы конференций.

Объем и структура диссертации

Диссертация состоит из введения; трёх глав, заключения, списка литературы. Общий объем диссертации 172 страниц, включая 19 таблиц, 76 рисунков и схем. Список использованной литературы содержит 148 наименований.

Благодарности

Автор выражает благодарность С. Б. Бортниковой за начальный толчок к написанию диссертации; научному руководителю И. Н. Ельцову за постановку задач, помощь в разрешении сложных вопросов; Н. В. Юркевич за консультации по гидрохимическим аспектам; А. К. Манштейну за конструктивное обсуждение конструкции датчиков и постановку экспериментов; Д. В. Манзыреву, О. П. Саевой, А. В. Еделеву, Ю. Г. Карину, Н. А. Голикову, А. Н. Романову, М. Й. Шумскайте за помощь в подготовке, проведении и обсуждении экспериментов; Н. О. Кожевникову за консультации в решении теоретических вопросов. Автор признателен В.И. Самойловой за методические рекомендации и консультации по оформлению диссертационных материалов. Отдельное спасибо семье и друзьям, без их всесторонней поддержки подготовка диссертации была бы не возможна.

Глава 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ СПОСОБОВ КОНТРОЛЯ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН. ИХ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Как известно из публикаций, контроль за обводнением скважин и пластов осуществляется разными способами. Данные четырёхмерных сейсмических исследований (4D сеймика) позволяют по изменению карт отражений во времени определять продвижение контактов флюидов и выявлять не дренируемые зоны пласта [Waal, Calvert, 2003]. Главный их недостаток - значительная стоимость, поэтому они применяются в единичных случаях, причём недостаточная точность определения газоводяного контакта не позволяет планировать геолого-технические мероприятия на фонде скважин. Ретроспективный анализ результатов интерпретации кривой восстановления давления позволяет определить подъем газоводяного контакта (ГВК) в удалённой зоне пласта при допущении, что изменение проводимости коллектора между исследованиями происходит только за счёт изменения эффективной мощности пласта, участвующей в фильтрации [Чепкасова, 2016]. Прямой замер положения ГВК осуществляется только при геофизических исследованиях скважин (ГИС). Геофизические методы, наиболее часто используемые для исследования продвижения газоводяного контакта (ГВК) в продуктивных пластах в обсаженных скважинах, в настоящее время представлены различными модификациями нейтронного каротажа, дивергентным каротажом. В открытом стволе и в скважинах с неметаллическими колоннами используются индукционный каротаж, ядерно-магнитный каротаж, диэлектрический каротаж. В качестве дополнительных методов в не обсаженных скважинах используются опробование пласта на кабеле, гидродинамический каротаж, испытатель пластов на трубах [Хмелевской, 2010; Сковородников, 2014].

В некоторых геолого-технических условиях (интервал ГВК ниже текущего забоя, заколонная циркуляция флюидов, нет фоновых замеров, наличие жидкости в стволе скважины, насыщение коллектора технической водой после ремонта

скважины и др.) определить уровень ГВК методами ГИС невозможно. В таких случаях обводнение скважин определяется только по данным гидрохимического контроля (ГХК).

Впервые гидрохимический контроль обводнения применён в США С. Киннелом [Kinnell, 1958] для нефтяных месторождений; позднее – для газовых и газоконденсатных месторождений [Козлов, 1959; Петренко и др., 1966]. Гидрохимический контроль включает отбор пробы попутной воды из газожидкостного потока, выносимого из скважины, доставку пробы в лабораторию, её гидрохимический анализ (ГХА) и диагностику генезиса попутной воды - определение доли конденсационной, пластовой и техногенной воды [Инструкция по методам..., 1984; Гончаров, 1995]. Это позволяет выявить тип обводнения скважины и оценивать качество выполненных капитальных ремонтов скважин (КРС).

Гидрохимический контроль за обводнением скважин и пластов развивается рядом учёных за счёт расширения и актуализации знаний о пластовых водах, их классификации по типам воды и условиям происхождения по результатам гидрохимического анализа [Сулин, 1948; Альтовский, 1967; Крайнов, 1992]; исследуются техногенные воды и их взаимодействие с пластовыми для обоснования диагностических критериев при диагностике попутной воды [Каналин, 1997; Чоловский и др., 2002; Кошелев и др., 2014; Абукова и др., 2015] и для оценки влияния техногенного воздействия (технологических операций при ремонте скважин, утилизации промышленных и хозяйственно-бытовых стоков, добыче нефти и газа и др.) на пластовую воду и результаты диагностики [Муляк, 2008].

Совместное применение ГИС и ГХК значительно повышает информативность контроля за обводнением, но ГИС, из-за своей дороговизны, уступают по охвату фонда скважин и периодичности контроля. Известно, что проведение ГИС - дорогостоящее мероприятие, а стоимость непосредственно гидрохимического анализа пробы попутной воды составляет всего лишь 1-2% от стоимости операции по отбору глубинной пробы воды (Таблица 1). К тому же,

отбор устьевых проб зачастую осуществляется собственными силами и не требует дополнительных затрат, в связи с чем массовый контроль за обводнением скважин осуществляется по гидрохимическим данным.

Таблица 1 – Оценочная стоимость одной операции по контролю за обводнением скважины

Вид операции	Оценочная стоимость одной операции по контролю за обводнением, руб.
Контроль ГВК при ГИС	700 000 [Единичные расценки..., 2003]
Отбор глубинной пробы при ГИС	550 000 [Единичные расценки..., 2003]
Отбор устьевой пробы собственными силами	0 (не требует дополнительных затрат)
Гидрохимический анализ попутной воды	4 000 [Анализ воды..., 2019; Прейскурант..., 2019]

Кроме меньшей стоимости, отбор и ГХА устьевых проб при ГХК организационно и технически просты, что позволяет такой контроль выполнятькратно чаще и с бóльшим охватом исследованиями фонда скважин, чем при ГИС, что особенно актуально на месторождениях, находящихся на стадии падающей добычи и завершающейся разработки, характеризующихся интенсивным внедрением пластовых вод. Эти преимущества ГХК обуславливают его широкую применимость в нефтегазовой отрасли.

По данным ООО "Газпром добыча Надым", между подъёмом газоводяного контакта (ГВК) и составом попутной воды отмечается корреляционная связь. Например по скважине № 231 Юбилейного НГКМ добыча газа началась в 1992 году, в 1997 году подъем ГВК ещё не фиксировался, однако по ГИС 2002, 2005 и 2007 гг. отмечается его регулярный подъем в среднем на 4,0 м в год (Рисунок 1).

С учётом расстояния между нижними перфорационными отверстиями и начальным ГВК 29,6 м обводнение скважины ожидалось в 2006 году. Фактически по данным гидрохимического контроля (ГХК) обводнение произошло в сентябре 2009 года. Задержка обводнения на 3 года по всей видимости связана с наличием пород не коллекторов мощностью 3 м под нижним интервалом перфорации (Рисунок 2).

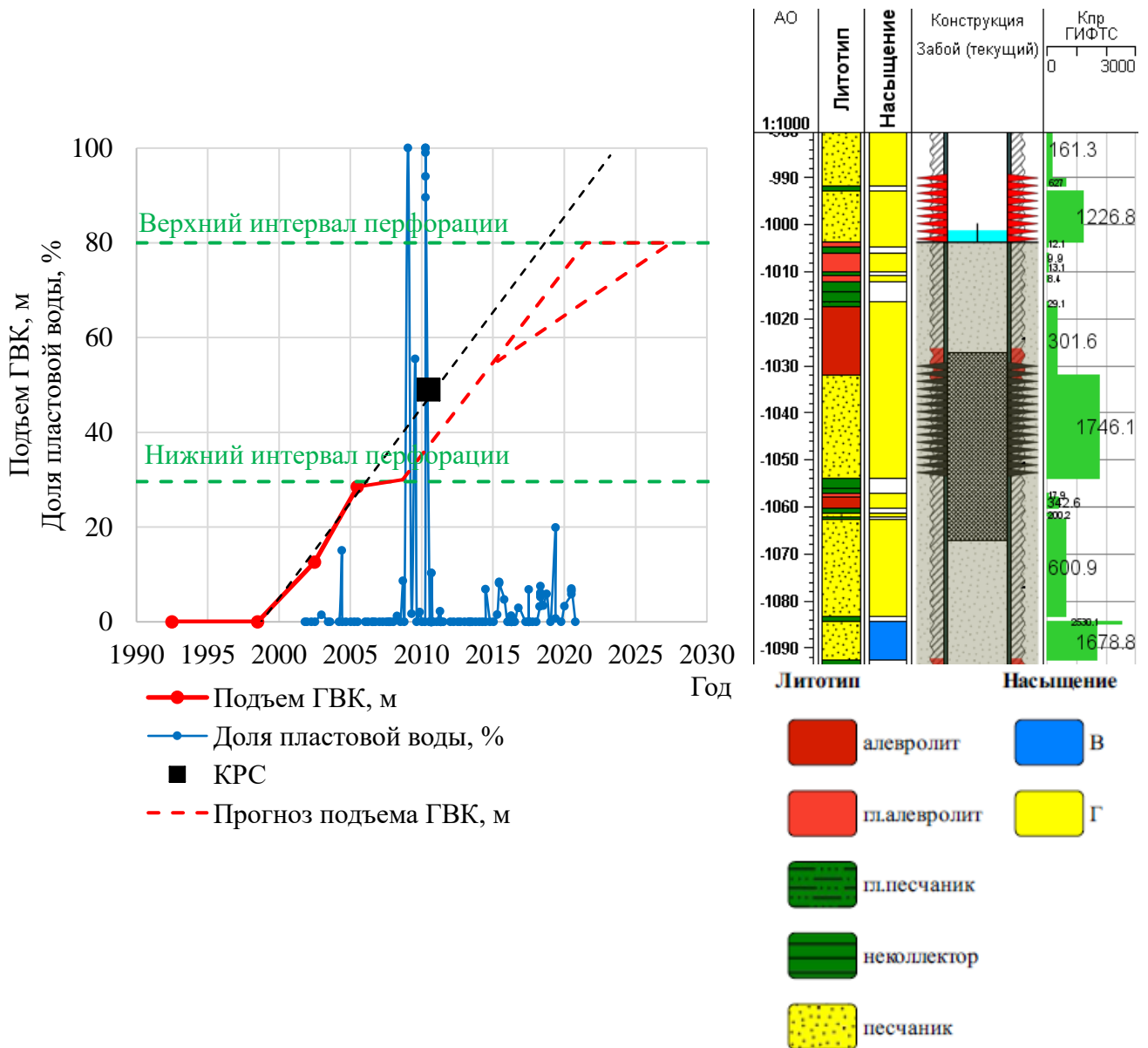


Рисунок 1 – Динамика подъема ГВК и доли пластовой воды в продукции скважины № 231 Юбилейного НГКМ

В августе 2010 выполнен капитальный ремонт скважин (КРС) по изоляции нижнего интервала перфорации. Это позволило продлить эксплуатацию скважины. С учётом среднего темпа подъёма ГВК 4 м в год, повторное обводнение прогнозируется не ранее 2021 года, но с учётом пород не коллекторов мощностью около 6 м под верхним интервалом перфорации обводнение может отодвинуться до 2027 года. По данным ГХК, начиная с 2019 года, периодически отмечается доля пластовой воды до 20 %, что может быть связано с техническими причинами, а именно не герметичностью цементного моста или выносом остатков пластовой воды поглощённой верхним интервалом перфорации в период до КРС. По другим

скважинам куста признаков обводнения ни по ГИС ни по ГХК не отмечается (Рисунок 2). По данным ГИС 2018 и 2020 года признаков заколонной циркуляции не выявлено, положение ГВК не определялось из-за отсутствия зумпфа и не возможности выполнить замер НГК в водонасыщенной части.

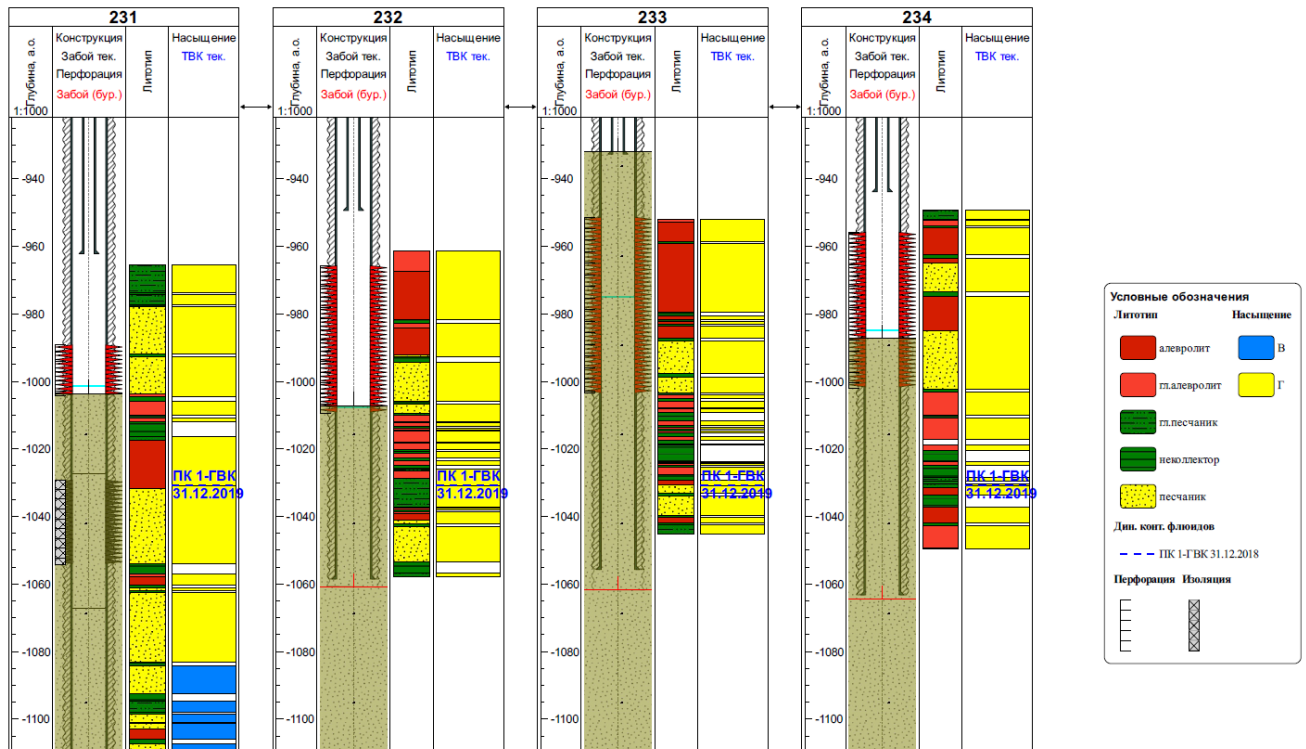


Рисунок 2 – Планшет геолого-технического состояния скважин куста № 17 Юбилейного НГКМ

Таким образом ГХК позволяет уверенно контролировать обводнение скважин с существенно более низкими затратами. Однако метод ГХК не лишён недостатков. В современных условиях для повышения конкурентных преимуществ все производственные процессы автоматизируются. В нефтегазовой отрасли автоматизация осуществляется в рамках «интеллектуального месторождения» - динамической системы взаимосвязанных технологий и бизнес-процессов, обеспечивающих экономическую эффективность всех элементов производства и управления нефтегазовым активом. При современном уровне организации ГХК его внедрение в систему интеллектуального месторождения невозможно из-за значительной доли ручного труда и отсутствием инструментария для автоматического внесения результатов ГХА в систему «интеллектуального месторождения».

Уже в настоящее время широкое распространение получают полевые экспресс-лаборатории, ориентированные на оперативный анализ поверхностной воды, но они не рассчитаны на исследование состава высокоминерализованной попутной воды [Test Kits, 2019; Мини-лаборатории..., 2019; Портативные лаборатории, 2019]. Их основной недостаток - необходимость дополнительного набора обслуживающего персонала и его обучение, что значительно повышает затраты на ГХК и не исключает отбор проб вручную.

Для автоматизации используются акустические датчики-сигнализаторы наличия воды и песка в газожидкостном потоке [Телеметрический мониторинг..., 2017], но их самостоятельное применение для контроля обводнения скважин невозможно из-за существенной зависимости показаний датчика от режима работы скважины. Измерение объёма поступающей жидкости сепаратором или датчиками сигнализаторами также недостаточно эффективно, так как повышенное количество воды само по себе ещё не указывает на причину обводнения и в любом случае потребуются проведение ГИС и/или отбор проб попутной воды.

Таким образом, гидрохимический контроль более совершенен по сравнению с другими способами контроля обводнения скважин, однако задача комплексной автоматизации контроля обводнения скважин, включающего отбор, анализ и диагностику попутной воды, требует решения. Очевидно, что такая автоматизация возможна только с использованием современных приборов, которые минимизируют участие человека, расход материалов и позволяют привлечь для диагностики другие корреляционные зависимости. Решение этой задачи видится в поисках корреляционных зависимостей физико-химических параметров попутной воды от ионного состава.

1.1. Типы попутной воды газовых и газоконденсатных месторождений

Попутная вода газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений – образуется в результате смешивания воды различного происхождения и их химического взаимодействия. При разработке газовых и газоконденсатных

месторождений специалистами выделяется три основных типа попутной воды - конденсационная (К), пластовая (П), техногенная (Т) вода, и четыре производных типа, образованных смешиванием основных типов воды в разных пропорциях: конденсационно-пластовая (К-П), конденсационно-техногенная (К-Т), пластово-техногенная (П-Т), конденсационно-пластово-техногенная (К-П-Т) [Абукова и др., 2015; Идентификация пластовых..., 2017].

Конденсационная вода образуется в результате конденсации водяных паров, содержащихся в пластовом газе, отмечается в продукции всех газовых и газоконденсатных скважин и имеет минерализацию менее 1 г/л [Карцев, 2001].

Пластовая вода – свободная вода пластов-коллекторов, способная перемещаться под действием гравитации и гидравлического напора, её минерализация достигает 370 г/л. Выделяется остаточная (связанная) вода, насыщающая тупиковые, наиболее мелкие поры и трещины и не участвующая в фильтрации газа. Обычно свойства такой воды не известны, предположительно её состав и свойства похожи с составом и свойствами пластовой воды, поэтому далее она не рассматривается. «Чужая» вода – частный случай пластовой воды, это вода из пласта, не эксплуатируемого данной скважиной, т.е. вода, попадающая в скважины за счёт плохого технического её состояния (заколонные перетоки, негерметичность обсадной колонны). Зная свойства воды, всех вскрытых скважиной пластов, можно определить конкретный источник поступления воды [Гидрохимические методы..., 2007].

Техногенная вода – водная часть технической жидкости, введённой в пласт при бурении, эксплуатации и ремонте скважин. Наиболее часто применяемые глинистые и карбонатно-глинистые растворы могут содержать ионы сульфата, хлора, натрия и магния. Продукты соляно-кислотных обработок пласта коллектора содержат хлориды кальция и магния. Растворы для глушения и ремонта скважин зачастую основаны на хлористом кальции ($CaCl_2$), реже на хлористом натрии ($NaCl$), но могут быть и других составов. Кроме того, в технической воде может содержаться калий, стронций, бром, йод и другие компоненты. Названные элементы в зависимости от геологических условий

содержатся и в пластовой воде, что создаёт значительные трудности для диагностики попутной воды. Технические жидкости выносятся скважиной в широком временном диапазоне - от нескольких дней до нескольких месяцев, поэтому для надёжной диагностики попутной воды необходимо знать состав всех технических растворов, закачиваемых в скважину.

1.2. Способы отбора пробы попутной воды

Отбор проб попутной воды можно выполнить спускаемым на кабеле или проволоке глубинным пробоотборником (Рисунок 3) и определить её свойства в пластовых условиях. Это единственный способ получить воду с почти неизменными параметрами и составом, что весьма актуально на стадии геологоразведочных работ (ГРР), когда уже необходимо знать ионный и изотопный состав, количество растворенных газов, совместимость воды (отсутствие образования малорастворимых соединений при смешивании воды разного состава) и другие параметры. Но он дорогостоящий, поскольку осуществляется с привлечением геофизической партии, поэтому не применяется при контроле за обводнением скважин.



Рисунок 3 – Глубинный пробоотборник ВПП-300

На поверхности пробы отбираются при помощи оборудования для гидродинамических (для определение продуктивных характеристик скважины) и газоконденсатных исследований (для определение газоконденсатной характеристики скважины), сепараторов, в том числе внутритрубных, и устьевым каплеотделителем [Каплеотделитель универсальный ..., электронный ресурс].

Исследовательское оборудование позволяет, кроме отбора проб, измерять количество попутной воды, что служит дополнительным источником информации при анализе эксплуатации скважин (Рисунок 4-5). Однако частота исследования (обычно не чаще одного раза в год), трудоёмкость, длительность, зачастую необходимость привлечения подрядных организаций и, в конечном счёте, высокая стоимость не позволяют применять такой способ отбора проб как основной при контроле за обводнением скважин.

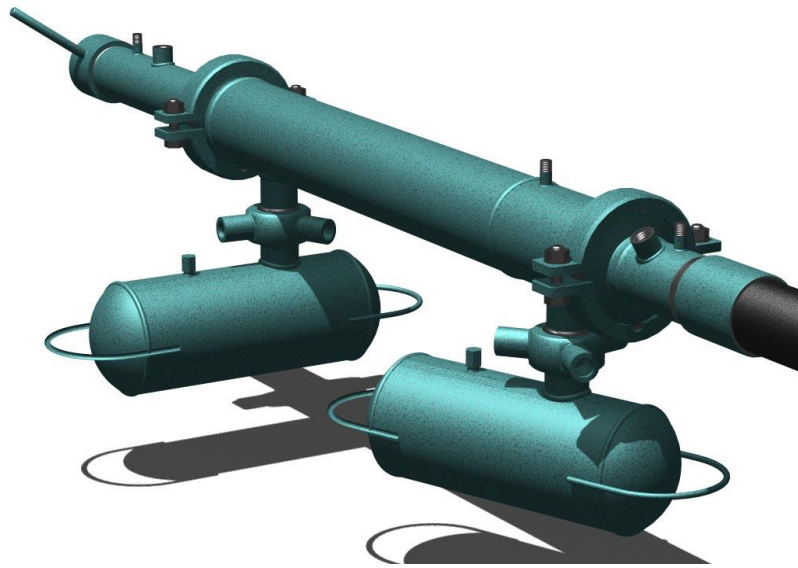


Рисунок 4 – Оборудование «Надым-1» для гидродинамических исследований скважин с выпуском газа в атмосферу



Рисунок 5 – Передвижной комплекс для гидродинамических, газоконденсатных исследований и освоения скважин

Известные промышленные образцы внутритрубных сепараторов [Имаев, Тудорович, 2018] позволяют разделить газожидкостный поток на жидкую и газовую фазы (Рисунок 6). Но при их применении высоки гидравлические потери давления и необходима утилизация отобранных для измерения проб попутной воды, что усложняет и удорожает обвязку устья скважины. Широкое применение таких сепараторов для целей гидрохимического контроля также нецелесообразно.

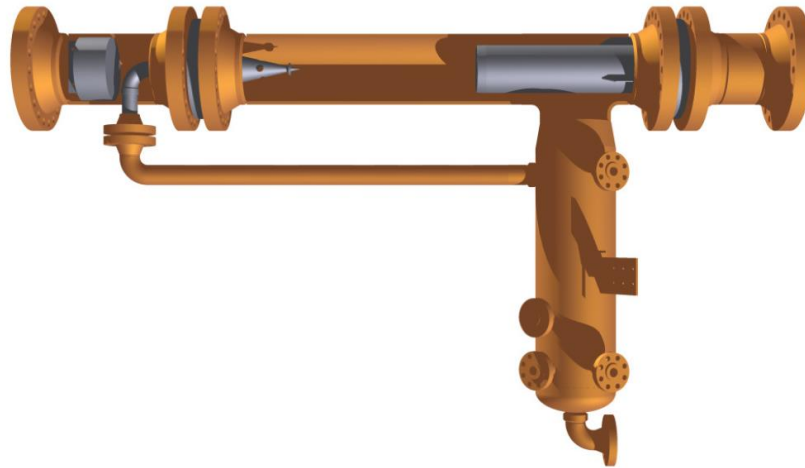


Рисунок 6 – Внутритрубный сепаратор для отделения жидкости от газа

Для оперативного отбора проб попутной воды также используется устьевой каплеотделитель (Рисунок 7). Он устанавливается на обвязке скважины, после открытия подающего и выпускного вентиля через него проходит часть газожидкостного потока, при этом жидкость скапливается внутри каплеотделителя, а газ выпускается в атмосферу. Это самый простой и дешёвый способ из известных. Его недостатки: необходимость выпуска газа в атмосферу; возможность образования газогидратов и льда при низких температурах воздуха и больших давлениях в точке отбора (эффект Джоуля-Томпсона); значительная вариативность длительности отбора пробы в зависимости от термобарических условий, дебита газа и степени обводненности продукции скважины (от нескольких минут до нескольких суток).



Рисунок 7 – Устьевого каплеотделитель УГМК5

Отобранные пробы направляют в химическую лабораторию, которая, как правило, находится на большом расстоянии от скважин (до нескольких десятков километров). Независимо от способа отбора проб, задержки в доставке приводят к изменению их химического состава: к выпадению отдельных компонентов в осадок, разрушению и образованию комплексных соединений и, как следствие, к ошибочной диагностике попутной воды, поэтому пробы приходится консервировать. Понятно, что для разных компонентов химического состава воды требуются разные способы консервации. Известные способы в таком случае не могут быть одинаково пригодны. Ряд компонентов и свойств вообще не поддаётся консервации (pH , CO_2 , HCO_3^-), а некоторые анализы необходимо выполнять в течение 6 часов после отбора проб (Таблица 2). Другие не требуют консервации, к примеру - Cl , но при условии, что не произойдёт комплексообразование, чего нельзя исключить. Отсюда высокая трудоёмкость определения содержания ионов и невысокая степень достоверности результатов.

Кондиционность пробы специалистами определяется минимальным «сроком жизни» входящих в неё компонентов. Так, в ООО "Газпром добыча Надым" максимальное время сохранности пробы, определённое по таким

диагностическим элементам, как Ca^{2+} , Na^+ , Cl^- , составляет 24 часа [СТО Газпром 6-2005, 2005; СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019, 2019].

Таблица 2 – Способы хранения и консервации проб попутной воды по СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019

Компонент	Тара для отбора и хранения	Способы хранения и консервации	Максимальный рекомендуемый срок хранения
Cl^-	Стекло или пластик	Обычно без консервации. В исключительных случаях, чтобы подавить биологические процессы, добавляют 2-4 см ³ хлороформа на 1 л пробы	1 месяц
HCO_3^-		Без консервации.	24 часа
CO_2^-		При температуре от + 2 до +5° С	
SO_4^{2-}		Без консервации.	7 суток
		При температуре от + 2 до +5° С	
Ca^{2+}		Без консервации	24 часа
Mg^{2+}		Без консервации	24 часа
Na^+		Без консервации	24 часа
I^-		Без консервации	-
Br^-		Без консервации	-
pH		Без консервации. При температуре от + 2 до +5° С	6 часов

Один из время затратных этапов гидрохимического контроля – это доставка проб, который необходимо значительно сократить либо вообще исключить с целью повышения оперативности и качества диагностики попутной воды. Решить эту задачу можно только за счёт использования современного цифрового оборудования для измерения физико-химических параметров попутной воды, являющихся диагностическими признаками, непосредственно в газожидкостном потоке.

1.3. Определение типов попутной воды по её физико-химическим параметрам

Ионный состав попутной воды определяет её физико-химические свойства и достаточен для определения типов воды и появления в конденсационной воде примесей другой воды по изменению ионного, микроэлементного, изотопного, газового состава, физических показателей среды, таких как диэлектрическая

проницаемость, удельная электропроводность, плотность, радиоактивность и др. [Бурдынь, 1978; Спутник нефтегазопромыслового..., 1989].

В коллективной научно-исследовательской работе [Разработка методов и систем..., 2015] в качестве индикаторов определения типа воды, выносимой из скважин, на сеноманские залежи Надым-Пур-Тазовского региона, в ООО "Газпром добыча Надым" используются Na^+ - для пластовой воды и Ca^{2+} - для техногенной воды (растворы на основе $CaCl_2$).

Используемая в ООО "Газпром добыча Надым" методика диагностики попутной воды для Бованенковского НГКМ, разработанная Институтом проблем нефти и газа РАН в 2014 году, носит пробный характер и не может применяться на начальной стадии разработки месторождения в период интенсивного разбуривания, так как индикатором пластовой воды служит ион натрия, который содержится в технических растворах, применяемых при бурении. Ошибка в диагностике попутной воды приводит к ошибочному выводу, например, что в новых скважинах отмечается приток пластовой воды. Такая ошибка дорого обходится при некорректно назначенном капитальном ремонте скважины. Поэтому для условий Бованенковского НГКМ важно найти свои ионы-индикаторы, избирательные к различным типам воды. Для этого рассматривается комплекс параметров: ионный состав, физические и электрические свойства, связанные с типом воды. Условиями применимости того или иного параметра в качестве диагностического критерия берутся:

- его достоверная изменчивость в зависимости от типа воды;
- простота и оперативность определения (возможность измерения в полевых условиях, в том числе современными приборами с использованием новейших методик).

Ионный и микроэлементный состав

Для количественного выделения микро- и макрокомпонентов попутной воды не требуется специфического и сложного оборудования, поэтому эти

показатели наиболее часто используются в нефтегазовой промышленности для диагностики.

В нефтегазопромысловой практике широко распространён так называемый 6-компонентный анализ попутной воды, более известный как общий анализ воды. Общий анализ – это определение наличия и количества шести главных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ . Зачастую результаты этого анализа дополняют значениями плотности и водородного показателя (pH). Кроме того, в зависимости от геологии региона, состава попутной воды и ожидаемых результатов определяются концентрации I^- , Br^- , NH_4^+ , $Br_2O_5^{2-}$, Fe_2O , нафтеновых кислот и их солей, а также Ba^{2+} , Sr^{2+} , Al_2O_3 и др. В ООО "Газпром добыча Надым" перечень компонентов и виды анализа закреплены нормативными документами СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019 (Таблица 3).

Таблица 3 – Способы определения ионного состава попутной воды в ООО "Газпром добыча Надым" по СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019

Компонент	Анализ	Принцип метода
Кальций, магний	Титриметрия	Образование прочных комплексных соединений с трилоном Б
Хлориды	Титриметрия	Осаждение хлорид-иона раствором нитрата ртути (I) в присутствии индикатора
Йод, бром	Титриметрия	Окисление ионов до свободной формы гипохлоритом калия
Карбонаты, гидрокарбонаты	Титриметрия	Взаимодействие ионов с соляной кислотой в присутствии индикатора
Сульфаты	Гравиметрия	Осаждение иона в кислой среде хлористым барием
Калий, натрий	Расчётный	Вычисляется как разница сумм мг-экв/л анионов и катионов
Водородный показатель	Потенциометрия	Измеряется потенциал с использованием ионометрического преобразователя
Плотность	Ареометрия	Снимаются показания шкалы ареометра в точке соприкосновения его с поверхностью воды
Минерализация	Расчёт	Рассчитывается как сумма концентрации определённых в пробе ионов

В применяемом стандарте, равно как и вообще в нефтегазовой гидрогеологии, концентрация $Na^+ + K^+$ рассчитывается по принципу электронейтральности растворов - сумма катионов равна сумме анионов, выраженных в эквивалентной форме [Жданов, 1962; Карцев, 2001]. С использованием этого равенства определяют эквивалентное содержание ионов натрия и калия $r(Na^+ + K^+)$, мг-экв/л:

$$r(\text{Na}^+ + \text{K}^+) = (r\text{Cl}^- + r\text{HCO}_3^- + r\text{SO}_4^{2-}) - (r\text{Ca}^{2+} + r\text{Mg}^{2+}) \quad (1)$$

где $r(\text{X})$ эквивалентная концентрация X-го иона, мг-экв/л.

Для определения концентрации $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ (г/л) полученная величина $r(\text{Na}^+ + \text{K}^+)$ умножается на эмпирический коэффициент: 25 – для пресных вод, 24 – для минерализованных [Карцев, 1972; Бурдынь, Закс, 1978].

Результат такого расчёта при определённых условиях может оказаться ошибочным, например, при высокой минерализации техногенной воды на основе CaCl_2 . Поскольку в техническом растворе есть примеси ионов (не нормируемые), которые не определяются при общем анализе проб воды, но привносят вместе с собой какое-то количество определяемых при анализе ионов, то увеличивается расчётное содержание $\text{Na}^+ + \text{K}^+$. В результате чего количество натрия превышает его возможное содержание в пластовой воде, при этом его не должно быть и в техногенной воде (в соответствии с паспортом качества на реагент), что приводит к недостоверности результатов диагностики попутной воды. В таких случаях только прямые измерения концентрации натрия и калия гарантируют достоверность диагностики попутной воды.

Реакция среды (pH) – щелочно-кислотные свойства пластовой воды, определяемые концентрацией водородных ионов. В полевых условиях pH элементарно определяется лакмусовой бумагой [Коротеев, 1936]. Более точное определение возможно методом потенциометрии, в том числе и в портативном исполнении.

Известна методика по дифференциации пластовой и техногенной воды на нефтяных месторождениях по значению pH с применением окрашиваемых индикаторов и оптических анализаторов в скважинных условиях [Abdou et al., 2011]. Можно адаптировать её под устьевые пробы в газовой промышленности, но, как показывает практика ООО "Газпром добыча Надым", она не подходит по причине незначительной разницы pH конденсационной, пластовой воды и существенных колебаний pH техногенной.

Газовый состав

Компоненты растворённого в попутной воде газа можно использовать как диагностические критерии её происхождения, так газовый состав пластовой воды (азот, оксид и диоксид углерода, сероводород, метан и его гомологи, метан и его гомологи, водород, благородные газы – гелий, неон, аргон, криптон, ксенон, радон) гораздо разнообразнее, чем газовый состав техногенной воды, которая обычно готовится из поверхностных источников, поэтому среди газов преобладают растворенный кислород, углекислый газ, сероводород и метан. Конденсационная вода образуется в пластово-скважинных условиях, насыщаясь газами, характерными для продукции скважины и пластовой воды при её значительном притоке. Следовательно, чтобы достоверно оценить газовый состав попутной воды при отборе, пробы необходимо помещать в герметичный контейнер. А с учётом зависимости количества газов в пробе не только от пропорций в смесях разных типов под воды, но и от термобарических условий, солёности воды и состава газа в продукции скважины – диагностирование попутной воды по составу растворенного газа технически сложно, поэтому при решении поставленной задачи не рассматривается.

Изотопный состав водорода и кислорода

Как известно из публикаций, изотопный состав водорода и кислорода зависит от происхождения воды [Зорькин, 1989; Зыкин, 2005; Ферронский, 2009]. Так, тяжёлые изотопы водорода (2H дейтерий) и кислорода (^{18}O) накапливаются главным образом в водах Мирового океана, поэтому более изотопнолёгкие молекулы воды испаряются, формируя «лёгкие» метеорные (атмосферные) воды. Пластовая вода занимает промежуточное положение по изотопному составу.

С использованием известной методики [Изотопный способ..., 2015] диагностика попутной воды по изотопному составу сводится к нахождению коэффициентов эмпирического уравнения по значениям изотопного состава эталонных проб конденсационной, пластовой и техногенной воды:

$$\delta D = A \cdot \delta^{18}O + B, \quad (2)$$

где δD – изотопный состав водорода;
 $\delta^{18}O$ – изотопный состав кислорода;
 A, B – эмпирические коэффициенты.

Затем решением линейных уравнений, предложенных авторами методики, вычисляется долевого состав попутной воды. Однако такая методика позволяет диагностировать только смеси конденсационно-пластовой и конденсационно-техногенной воды и не работает в случае пластово-техногенной и конденсационно-пластово-техногенной воды

Для рассматриваемых месторождений изучение изотопного состава непосредственно пластовой воды (изотопов водорода и кислорода) не проводилось, взяты лишь 2 пробы по коньякскому ярусу (K_2C) Медвежьего НГКМ, который расположен на 50-100 м выше продуктивного на газ сеноманского яруса. В этих пробах изотопный состав водорода δD в среднем составляет минус 55,5 ‰, изотопный состав кислорода $\delta^{18}O$ - минус 8,5 ‰ [Паршикова, 2006].

В коллективной научно-исследовательской работе [Разработка научно обоснованных..., 2014] специалистами Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН по газовой «шапке» из герметичных ёмкостей устьевых проб попутной воды, содержащей углекислый газ, определяется взаимосвязь между удельным содержанием разных типов попутной воды и изотопным соотношением углерода $\delta_{13}C$. Несмотря на малый объем исследованных проб (20), выявлена некоторая зависимость: по представленной выборке изотопные соотношения углерода изменяются от +13 до -21‰ $\delta_{13}C$, наиболее облегченный состав изотопов углерода (- 10 ÷ - 21 $\delta_{13}C$) предположительно характеризует конденсационную фракцию жидкости, в то время как положительные значения состава изотопов углерода $\delta_{13}C$ (+5 ÷ +13) характерны для пластовой воды. Основные катионы – Cl^- , Ba^{+2} , Sr^{+2} имеют высокий коэффициент корреляции со значениями состава изотопов углерода $\delta_{13}C$, что позволяет качественно относить попутную воду к тому или иному типу, а проверочным критерием служит уровень концентрации индикаторных элементов.

Использование масс-спектрометров для изотопных анализов в полевых условиях технически невозможно, поэтому в последующем применение изотопного анализа в целях диагностики попутной воды не рассматривается.

Плотность

Плотность пластовой воды составляет от 1000 до 1400 кг/м³ и линейно увеличивается с увеличением минерализации (Рисунок 8). Следовательно, по результатам измерения плотности можно определять минерализацию воды. Оперативное измерение плотности осуществляется ареометром с погрешностью от $\pm 0,5$ до ± 20 кг/м³ (в зависимости от применяемого ареометра), которая соответствует погрешности минерализации от $\pm 0,7$ до ± 27 г/л, что является существенной величиной для рассматриваемой пластовой воды с минерализацией от 8 до 21 г/л и превышает погрешность определения минерализации при гидрохимическом анализе почти в 3 раза, поэтому ареометрия не применяется. Кроме того, точному определению плотности попутной воды мешают механические примеси, жидкие углеводороды. От механических примесей избавляются фильтрованием; от углеводородных примесей - отстаиванием пробы в делительной воронке до разделения слоёв, для определения отбирается нижний слой пробы; от эмульсии освобождаются центрифугированием.

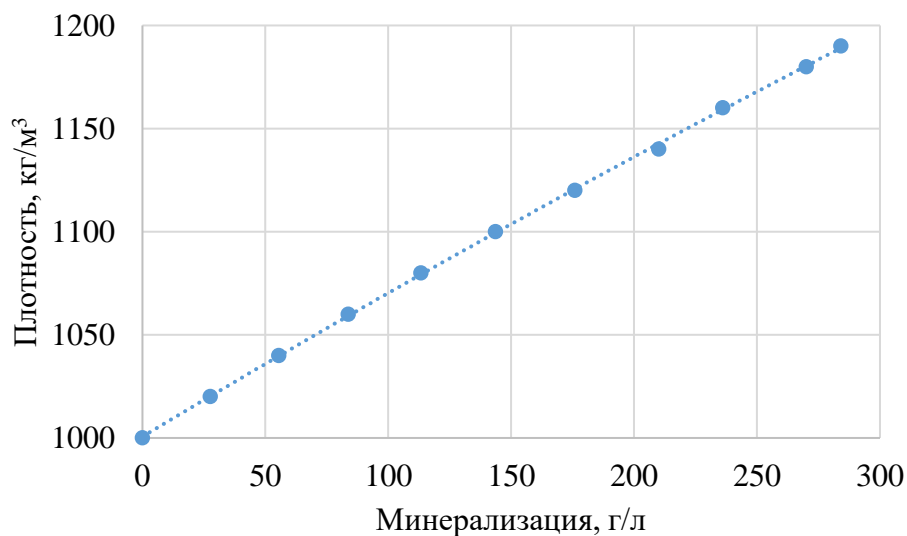


Рисунок 8 – Плотность пластовой воды в зависимости от минерализации [Блажевич, 1985]

Более точное значение плотности, до 4-го знака после запятой, получают пикнометрическим методом, однако в полевых условиях из-за сложной подготовки оборудования (промывка, сушка пикнометра) и длительности проведения самого анализа (около 1 часа) он не применяется.

Итак, применение перечисленных способов анализа и диагностики в полевом и тем более поточном варианте невозможно из-за сложной, длительной пробоподготовки, применения дорогостоящего оборудования не избавляет от необходимости отбора проб вручную. Поэтому необходимо использовать методы измерения, не требующие пробоподготовки и расходных материалов. Таким критериям отвечают инструментальные измерения электрофизических параметров попутной воды, которые зависят от ионного состава воды, а следовательно, могут быть индикаторами разных типов воды.

1.4. Способы диагностики попутной воды

Зачастую в методиках диагностики попутной воды исходят из допущения, что свойства и состав конденсационной, пластовой и техногенной воды неизменны во времени и не происходит взаимодействия вод с выпадением осадка [Чоловский и др., 2002], такое же допущение используется и в данной работе.

Для установления долевого состава попутной воды разрабатываются различные методики по диагностике, но сегодня не разработаны общепринятые нормы и правила диагностики попутных вод. Известные методики имеют узкоспециализированный характер, применяются в определённых геолого-технических условиях и даже в схожих ситуациях используются разные подходы к разделению типов попутной воды [Рекомендации для определения..., 2013; Кошелев и др., 2014; Разработка методов..., 2016]. Далее в работе рассматриваются варианты диагностики попутной воды на примере месторождений ООО "Газпром добыча Надым".

Разумеется, диагностика может выполняться и в «ручном» режиме с просмотром каждого протокола анализов и привязкой к геолого-техническому состоянию скважины, результатам ГИС и данным об эксплуатации. Но с учётом

большого числа проб (по данным ООО "Газпром добыча Надым" - до 3500 в год), а также учитывая, что на разных месторождениях составы пластовой и техногенной воды различаются, такая работа становится неподъёмной, в связи с чем разрабатываются и совершенствуются методики диагностики попутной воды, позволяющие оперативно обрабатывать большие объёмы исследований и выдавать заключение о типе воды.

Способы оценки пропорций смешивания разных типов воды разрабатываются достаточно давно, наиболее известные работы Н.А. Огильви (1909) [цит. по: Дистиллер, 1969; Шишочкин, 1925; Балашов, 1961; Васильева, 1967]. Оценка смешивания трёх типов воды описывается Э. А. Грикевичем [Грикевич, 1967].

Широко применяется формула расчёта для смеси воды двух типов [Ахундов, 1964], основанная на линейной зависимости содержания компонентов от пропорции смешивания воды (с допущением, что не происходит других физико-химических реакций, способных изменить состав смеси):

$$V_1 = \frac{(C - C_2)}{(C_1 - C_2)} \cdot 100, \quad (3)$$

где V_1 – доля первой воды в составе смеси, %;

C, C_1, C_2 – концентрация какого-либо иона-индикатора в пробе смеси, первого и второго типа воды соответственно, г/л.

Для более точного решения задачи необходимо определять долю воды по основным ионам и выводить среднюю величину:

$$\bar{V}_1 = \frac{\sum_{j=1}^n V_{1j}}{n}, \quad (4)$$

где V_j – содержание воды в составе смеси по j -му компоненту, %;

n – число рассматриваемых компонентов.

Эта формула преобразована И. А. Леонтьевым и позволяет выполнить проверку доли пластовой воды, определённой по результатам ГХА, с данными о

количестве попутной воды, зафиксированной на режимах исследований в следующем виде:

$$Q_1 = Q_2 \cdot (C - C_2) \cdot (C_1 - C_2), \quad (5)$$

$$V_1 \approx \frac{Q_1}{Q_{\text{ГДИ}}}, \quad (6)$$

где индекс 1 – пластовая вода;

индекс 2 – конденсационная вода;

Q_1 – количество пластовой воды, необходимое для повышения концентрации компонента конденсационной воды от C_2 до C_1 , г/м³ газа;

Q_2 – количество водяных паров, выпавших в жидкую фазу, гм³;
 $Q_2 = Q_{\text{п.у.}} - Q_{\text{т.о.}}$, $Q_{\text{п.у.}}$, $Q_{\text{т.о.}}$ – влагосодержание газа в пластовых условиях и в точке отбора пробы воды (рассчитываются по формуле Бюкачека [Бюкачек, 1959]), г/м³.

В геолого-технических условиях месторождений ООО «Газпром добыча Надым» использовалось несколько методик диагностики попутной воды, при этом каждая последующая становилась совершеннее.

Одна из них базируется на оценке минерализации - при минерализации менее 1 г/л вода считается 100% конденсационной, при большей минерализации доля пластовой воды $S_{\text{пл}}$ (%), определяется по формуле:

$$S_{\text{пл}} = \frac{M}{M_{\text{пл}}} * 100\%, \quad (7)$$

где M – минерализация пробы попутной воды;

$M_{\text{пл}}$ – минерализация пластовой воды.

Недостаток данной диагностики - невозможность выделить долю техногенной воды.

Позднее этот способ модернизировали за счёт использования концентраций микрокомпонентов йода (I) и брома (Br) для диагностики. При наличии йода в пробе больше чем в пластовой воде и фоновом значении брома – вода относится к техногенной. Однако при использовании такого приёма оценка будет только

качественная, поскольку в пластовой воде концентрация I , Br изменяются в широких пределах с коэффициентом корреляции 0,45 и 0,34 соответственно, а в техногенной воде содержание йода и брома может превышать их содержание в пластовых водах.

На основе определения концентраций йода, брома и с применением материального баланса также разработана методика для оценки удельного и общего количества воды в природном газе [Способ определения удельного..., 2007]. Однако, как и в предыдущей методике, имеются сложности диагностики, связанные с большим диапазоном содержания I , Br как в пластовой, так и техногенной воде.

Как показывает ретроспективный анализ результатов ГХА по месторождениям ООО "Газпром добыча Надым" в период после геолого-технических мероприятий (ГТМ) в пробах техногенной воды (минерализация значительно выше пластовой) содержание йода в 42 % случаев ниже, чем в пластовой воде, в 29 % случаев - выше и в 13 % соответствует фону – пластовой воде. При этом содержание брома более стабильно, в тех же пробах в 71 % случаев его содержание выше фона, в 13 % - ниже фона и в 4% соответствует фоновым значениям. Однако полученная статистика не позволяет даже качественно определить тип воды, так как не выявлена связь между диагностируемым типом воды (методика ИПНГ РАН) и содержанием этих микрокомпонентов [Пермяков, 2015].

Известен способ [Способ определения водного..., 2003] определения водного фактора газового промысла, который позволяет рассчитать удельное и общее количество пластовой и конденсационной воды на основе уравнения материального баланса по общей минерализации отобранной пробы воды на входных сепараторах промысла. Однако такой способ не позволяет определять долю техногенной воды ни по отдельным скважинам, ни по зоне отбора в целом.

Позднее коллективом авторов (Л. С. Чугуновым, В. А. Хилько, А. И. Березняковым, Б. В. Дегтярёвым) разрабатывается методика [Способ диагностики..., 1999], в которой генетическому профилю попутной воды уже

даётся количественная оценка, использование которой позволяет выделять три типа воды: конденсационную, пластовую, техногенную. За основу берётся уравнение Р. Бюкачека [Бюкачек, 1959], по которому определяется количество выносимой из скважины конденсационной воды (минерализация менее 1 г/л). Разница количества фактически вынесенной жидкости за вычетом конденсационной воды даёт количество минерализованной воды, соотношение пластовой и техногенной воды в которой определяется по эквивалентному соотношению ионов $\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+} + rK^{+}}$ и его характерному значению для пластовой и техногенной воды, применяемой на месторождении. Как показала практика, на поздней стадии разработки месторождений эта методика неудовлетворительно работает в части определения техногенной воды в связи с большим разнообразием применяемых техногенных вод и не достаточной точностью определения фактического выноса жидкости из скважины по данным исследовательского оборудования (типа «Надым-1» и «Надым-2»).

Поэтому в 2013 году Институтом проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) на основе обобщения большого объёма результатов химического анализа проб попутной воды разрабатывается новая методика диагностики. Для более точного определения типа воды после ГТМ при минерализации пробы, близкой к значениям фона, для подстилающих залежь подошвенных вод, коэффициент $\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+} + rK^{+}}$ заменён на более информативный $\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}}$. В пластовых водах натрий-хлорный коэффициент изменяется в узких пределах (Рисунок 9), а кальций-натриевый коэффициент в этих же водах имеет большой разброс значений (из-за низких концентраций Ca^{2+}), что ограничивает его диагностическую информативность (Рисунок 10) [Рекомендации для определения..., 2013]. Методика диагностики попутной воды ИПНГ РАН заключается в ранжировании проб по минерализации с последующим разделением доли вод по натрий-хлорному генетическому коэффициенту и его граничным значениям для пластовой, техногенной и конденсационной воды

(Приложения Г, Д). Методика ИПНГ РАН применяется в настоящее время в ООО "Газпром добыча Надым", хорошо себя зарекомендовала [Пермяков, 2015], а результаты диагностики попутной воды, выполненные с её помощью, считаются эталоном. Однако, в связи с тем, что в методике рассматривается техногенная вода, основанная только на хлориде кальция ($CaCl_2$), она некорректно работает при наличии в попутной воде техногенных растворов на основе $NaCl$, кроме того для Бованенковского месторождения имеет оценочный характер из-за недостатка гидрохимических анализов на этапе создания методики.

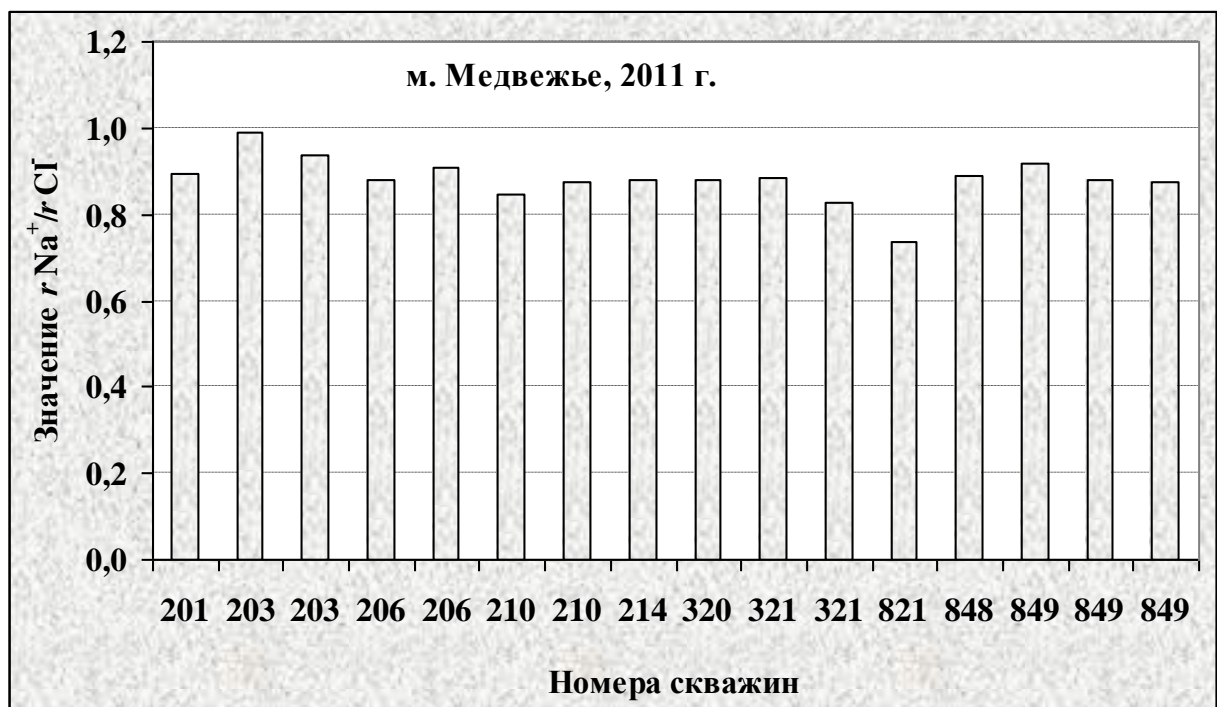


Рисунок 9 – Определение значения $\frac{rNa^+}{rCl^-}$ генетического коэффициента для пластовой воды по данным пласта ПК₁ Медвежьего месторождения [Рекомендации для определения..., 2013]

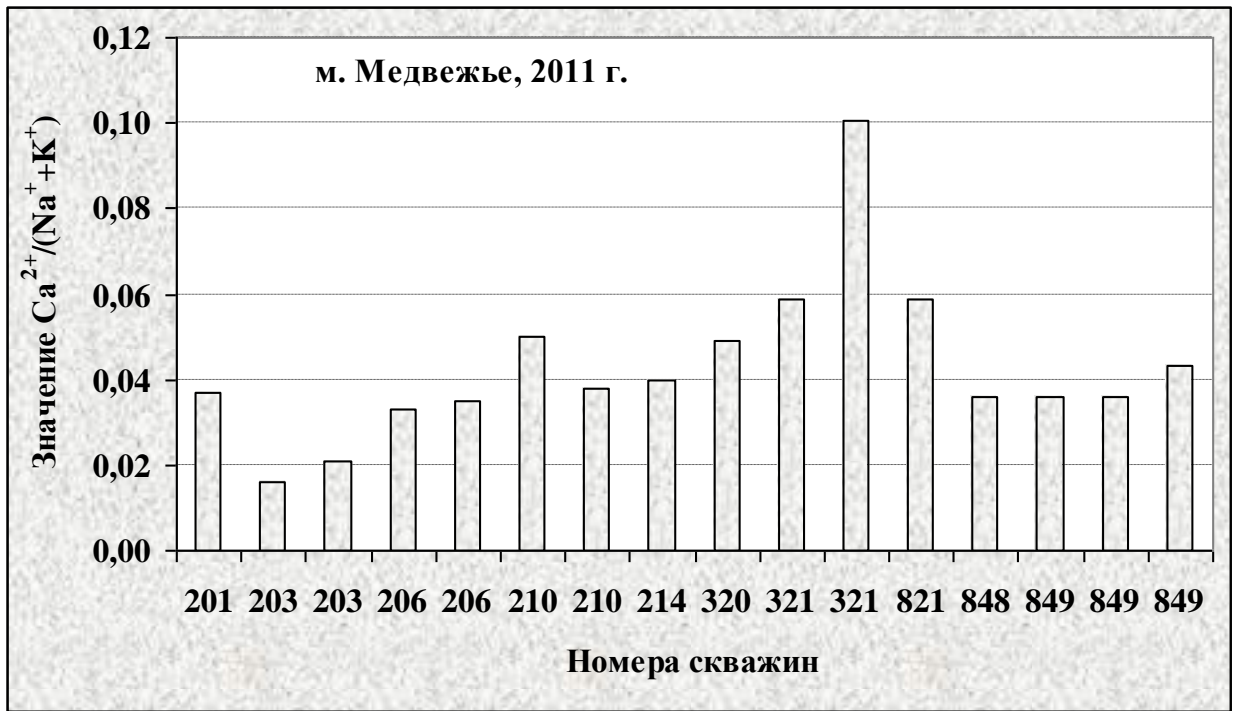


Рисунок 10 – Определение значения $\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+} + rK^{+}}$ генетического коэффициента для пластовых вод, по данным пласта ПК₁ Медвежьего месторождения [Рекомендации для определения..., 2013]

Из рассмотренных методик диагностики попутной воды (Таблица 4) наиболее подходящими для обработки предложенных электрометрических измерений являются методика диагностики по минерализации и методика ИПНГ РАН, при условии, что по рассматриваемым электрофизическим параметрам будет возможно определение концентраций Na^{+} , Ca^{2+} и Cl^{-} . Если индикаторами будут другие величины, то потребуются разработка новой методики диагностики.

Таблица 4 – Применяемые методики диагностики и их диагностические признаки

Методика диагностики попутной воды	Применяемые диагностические показатели						
	M	Cl^{-}	I	Br^{-}	$\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+} + rK^{+}}$	$\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}}$	$\frac{r(HCO_3^{-} + CO_3^{2-})}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$
По минерализации	+	-	-	-	-	-	-
По йоду и бром	+	+	+	+	-	-	-
Патент № 2128280	+	-	-	-	+	-	-
Методика ИПНГ РАН	+	-	-	-	-	+	+

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Из анализа известных способов контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин следует, что экономически приемлемый оперативный контроль за обводнением по всему фонду скважин возможно организовать лишь с помощью гидрохимического контроля. Однако по технико-экономическим причинам его нельзя сделать непрерывным, поэтому в качестве диагностических предложено в лабораторных условиях рассмотреть физико-химические параметры, зависящие от состава попутной воды и оперативно измеряемые электрометрическими методами, такие как диэлектрические характеристики, спектры ЯМР-релаксометрии, определённые потенциометрическими измерениями концентрации основных ионов-индикаторов и удельная электрическая проводимость. В случае выявления зависимостей между этими параметрами и долевым составом воды потребуется разработка соответствующей методики диагностики попутной воды. В настоящее время в качестве эталонной принята методика диагностики генезиса по данным гидрохимического анализа, разработанная ИПНГ РАН для месторождений ООО "Газпром добыча Надым".

Глава 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПО ОНЛАЙН ИЗМЕРЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОПУТНОЙ ЖИДКОСТИ

Предлагаемая методика оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по результатам инструментальных измерений включает три основных этапа:

- 1) отбор проб;
- 2) измерение параметров и/или состава попутной воды;
- 3) диагностику попутной воды.

При разработке методики сначала выясняется, результаты каких инструментальных измерений наиболее информативны, затем определяется способ отбора пробы попутной воды, далее эксперименты по измерению электрического сопротивления жидкости в газожидкостном потоке на стенде, уточняется ионный состав конденсационной и пластовой воды для повышения точности диагностики и, наконец, разрабатывается способ диагностики попутной воды.

2.1. Анализ результатов инструментальных измерений электрофизических параметров попутной воды для её диагностики

Автором измерены в лаборатории, рассчитаны и проанализированы электрофизические параметры попутной воды (диэлектрические и радиоизлучательные характеристики, спектр времени поперечной релаксации при ядерно-магнитном резонансе, потенциал электродной системы, удельная электрическая проводимость) на предмет их применимости при диагностике попутной воды.

Комплексная диэлектрическая проницаемость и радиоизлучающие характеристики в зависимости от типа воды

Известны многочисленные исследования по измерению диэлектрической проницаемости и удельной проводимости: от классических работ по теории диэлектриков [Дебай, 1931, 1934; Сканави, Фрелих, 1960] до современных трудов Ю. Г. Подкина, А. А. Потапова, Т. Д. Челидзе и др. Современные исследования диэлектрической проницаемости для нефтегазовой промышленности в основном посвящены выделению разных флюидов в многофазных потоках и породе [May et al., 2004; Francisca et al., 2005; Эпов и др., 2011; Бобров и др., 2015; Кротиков и др., 2015]. Кроме того, известны работы, в которых исследуются диэлектрические характеристики водных солевых растворов в зависимости от типа соли, её концентрации и температуры [Stogrin, 1971; Klein and Swift, 1977; Романов, 2004; Пашнев, 2016].

Из публикаций известно, что разные соли по-разному влияют на диэлектрическую проницаемость водного раствора не только в количественном выражении, но и в качественном. Водные растворы одних солей с ростом минерализации вплоть до предельно насыщенного раствора вызывают рост показателей преломления, поглощения и снижение коэффициента излучения, при этом отмечаются угловые точки изменения скорости указанных показателей, что обусловлено изменением ионной структуры раствора. Водные растворы других солей имеют максимум показателей преломления, поглощения и минимум коэффициента излучения (Рисунок 11) [Романов, 2004].

Для проверки возможности использования параметров комплексной диэлектрической проницаемости (КДП) как диагностических признаков выполнен анализ лабораторных экспериментов по определению качественных и количественных диэлектрических и радиоизлучательных характеристик 20 проб попутной воды (Приложение А) на частоте 0,6 ГГц при постоянной температуре [Епов, ... Пермяков, 2017]. Для расчёта указанных характеристик попутной воды используется [Шарков, 2014]:

комплексная диэлектрическая проницаемость

$$\varepsilon = \varepsilon' + i \cdot \varepsilon'', \quad (8)$$

комплексный показатель преломления (n , k – показатели преломления и поглощения)

$$N = \sqrt{\varepsilon} = n + i \cdot \kappa, \quad (9)$$

связанные между собой соотношением

$$\varepsilon' = n^2 - \kappa^2, \quad (10)$$

$$\varepsilon'' = 2 \cdot n \cdot \kappa, \quad (11)$$

а также коэффициент излучения χ , связанный с n и k соотношением [Комаров и др., 1997]:

$$\chi = \frac{4 \cdot n}{(n+1)^2 + \kappa^2}. \quad (12)$$

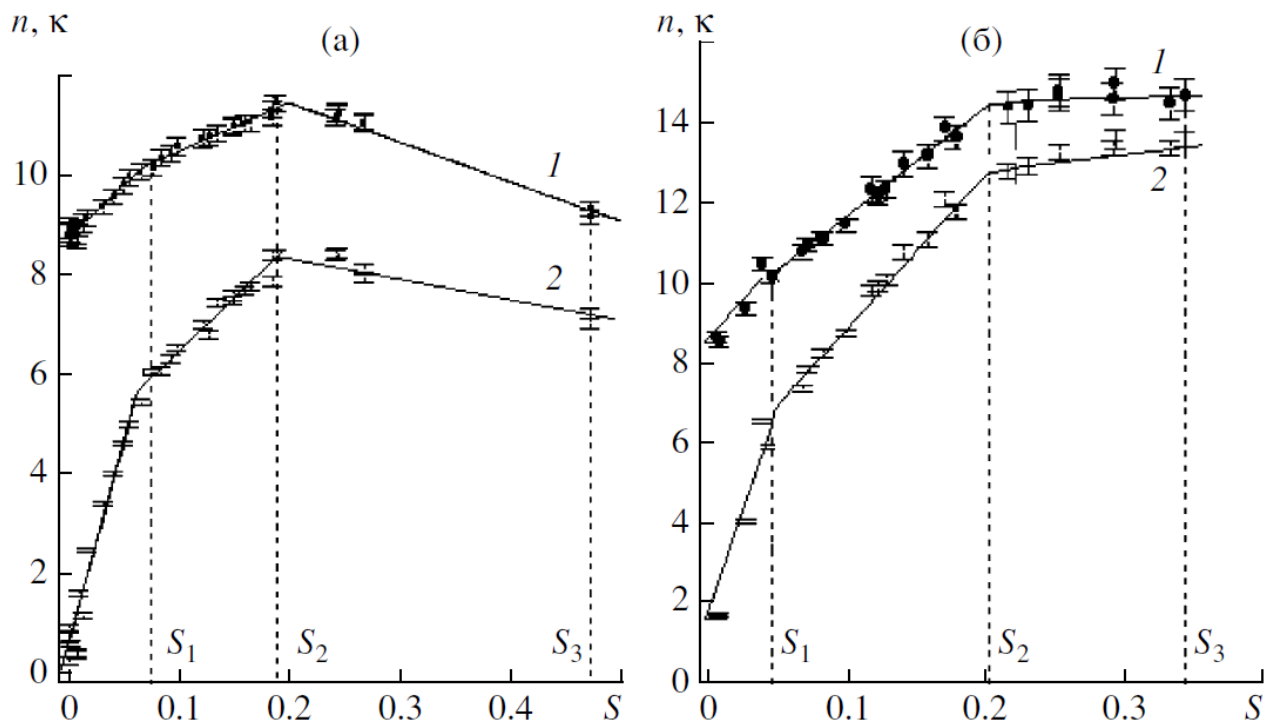


Рисунок 11 - Зависимость показателей преломления n (1) и отражения k (2) водных растворов Na_2CO_3 (а) и NaCl (б) от массовой концентрации соли в растворе (S) по результатам эксперимента (точки) и расчёта (кривые) [Романов, 2004]

Комплексная диэлектрическая проницаемость проб измеряется при температуре $25 \pm 1^\circ \text{C}$ с помощью лабораторной установки мостового типа на базе

измерителя разности фаз ФК2-18 (Рисунок 12). На схеме установки: Г – генератор сигналов высокочастотный Г4-76 (0,40-1,20 ГГц); ДМ – согласованный делитель мощности; ЛПД – линия переменной длины; А₁, А₂, А₃ – согласующие коаксиальные аттенюаторы; И – измерительный блок фазометра; К – контейнер для образца. Технические характеристики установки: диапазон однозначных измерений фазы от -180° до $+180^\circ$ (абсолютная погрешность 2°); диапазон измерения ослабления от 0 до 60 дБ (абсолютная погрешность 0,5 дБ). Измерения выполняются в следующем порядке: с помощью ДМ выполняется балансировка мостовой схемы, в плечо которой устанавливается пустой измерительный контейнер, затем сигнал от генератора подаётся на ДМ, чтобы разделить поровну между опорным (А) и измерительным (Б) каналами, потом на фазометре устанавливаются начальные значения разности фаз и ослабления, соответствующие пустому контейнеру, далее контейнер наполняется исследуемой жидкостью, а по индикатору измерителя ФК2-18 отсчитываются значения разности фаз и ослабления [Романов, 2004; Dielectric and radio-frequency..., 2017].

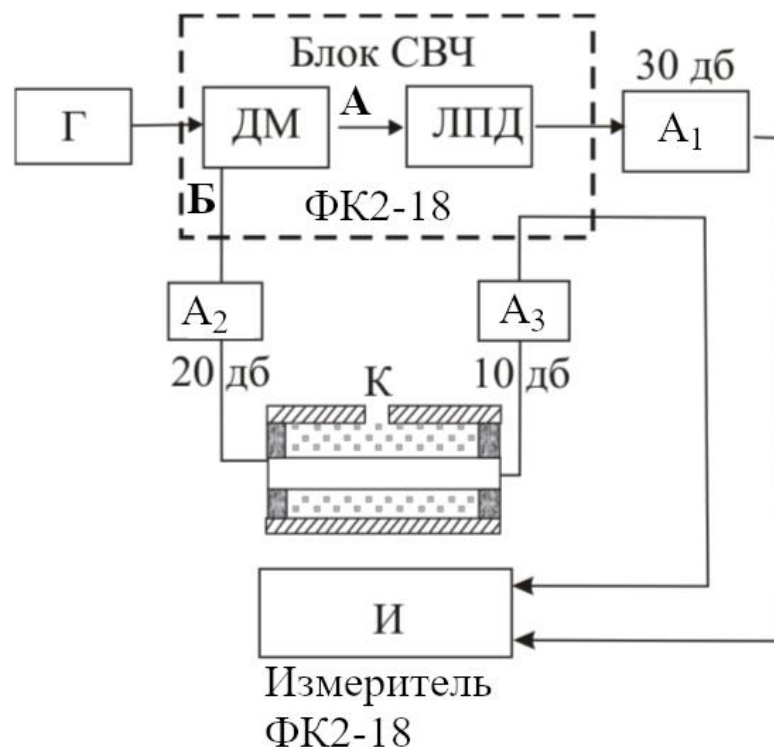


Рисунок 12 - Схема установки мостового типа на основе измерителя фаз [Dielectric and radio-frequency..., 2017]

Из анализа результатов измерения и расчётов (Таблица 5) следует, что показатели преломления и поглощения, действительная и мнимая части КДП, коэффициент излучения связаны между собой, а также с удельной электрической проводимостью (УЭП) зависимостями высокой достоверности (Рисунок 13-14), что позволяет применять их как индикаторы уровня минерализации, а следовательно, и наличия примесей в конденсационной воде.

Таблица 5 – Диэлектрические и радиоизлучательные характеристики проб попутной воды по результатам измерения и расчётов

№ пробы	Минерализация по результатам ГХА, г/л	УЭП измер. кондуктометром, мСм/см	Расчётные параметры				
			ϵ'	ϵ''	N	K	χ
Дистил. вода	0,003	0,005	73,24	13,63	8,59	0,79	0,3709
1	5,6	7,8	65,01	50,12	8,58	2,92	0,3422
2	13,4	22,0	56,30	85,56	8,91	4,80	0,2939
3	1,0	2,1	72,13	19,71	8,57	1,15	0,3690
4	0,9	1,8	72,67	18,87	8,60	1,10	0,3686
5	0,3	0,63	72,84	14,34	8,58	0,84	0,3713
6	25,4	26,0	72,56	79,60	9,49	4,19	0,2974
7	1,2	0,44	73,08	13,91	8,59	0,81	0,3711
8	23,4	37,0	48,69	119,55	9,43	6,34	0,2532
9	2,5	4,1	70,60	27,40	8,55	1,60	0,3646
10	25,7	47,0	40,01	159,33	10,11	7,88	0,2179
11	23,3	26,0	53,95	90,81	8,93	5,08	0,2870
12	9,5	12,0	63,36	52,71	8,54	3,09	0,3398
13	18,0	30,0	59	99	9,3	5,2	0,28
14	16,0	25,6	39	71	9,0	4,8	0,29
15	21,4	26,0	48,42	119,57	9,42	6,35	0,2531
16	14,2	24,0	55,57	88,85	8,95	4,96	0,2895
17	18,2	29,0	52,99	105,43	9,25	5,70	0,2690
18	0,0	0,17	73,39	13,34	8,60	0,78	0,3708
19	35,6	46,0	43,91	153,50	10,09	7,61	0,2232
20	0,5	0,75	69,17	12,32	8,35	0,74	0,3797

Как видно на графике (Рисунок 13), действительная ϵ' и мнимая ϵ'' части КДП линейно изменяются при увеличении УЭП (или при увеличении минерализации проб): ϵ' – по отрицательной; ϵ'' – по положительной зависимости, причём ϵ'' – с более высокой достоверностью. Значения же показателей преломления n и поглощения k увеличиваются с возрастанием УЭП по

квадратичной зависимости (Рисунок 14). При этом показатель поглощения k изменяется контрастнее.

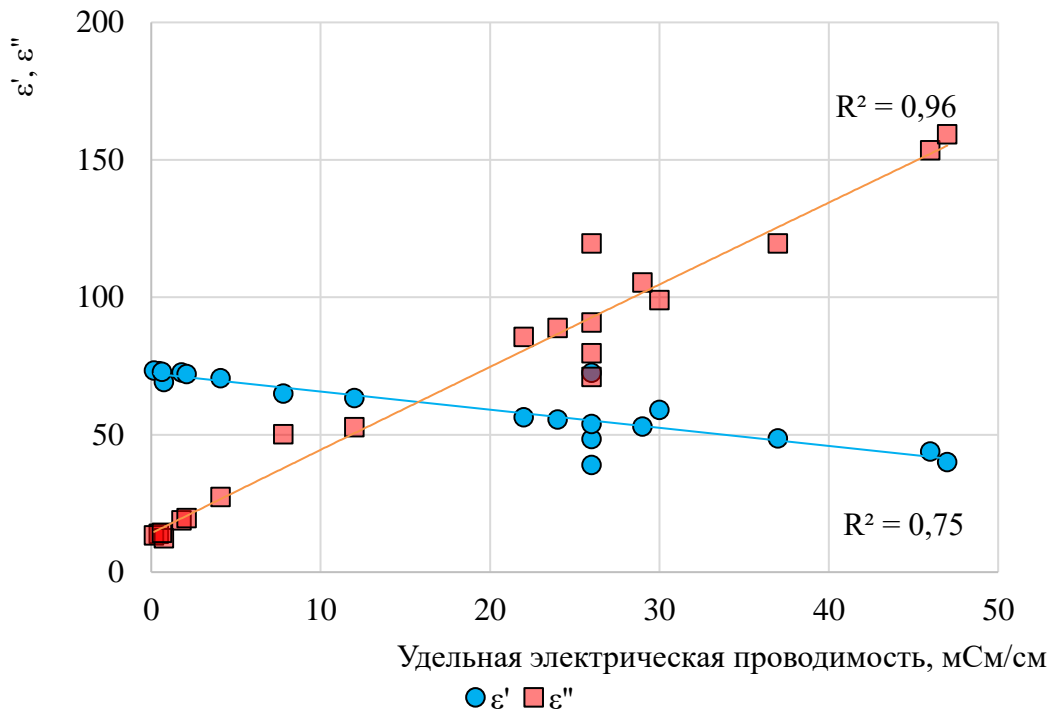


Рисунок 13 - Действительная и мнимая части комплексной диэлектрической проницаемости в зависимости от удельной электрической проводимости

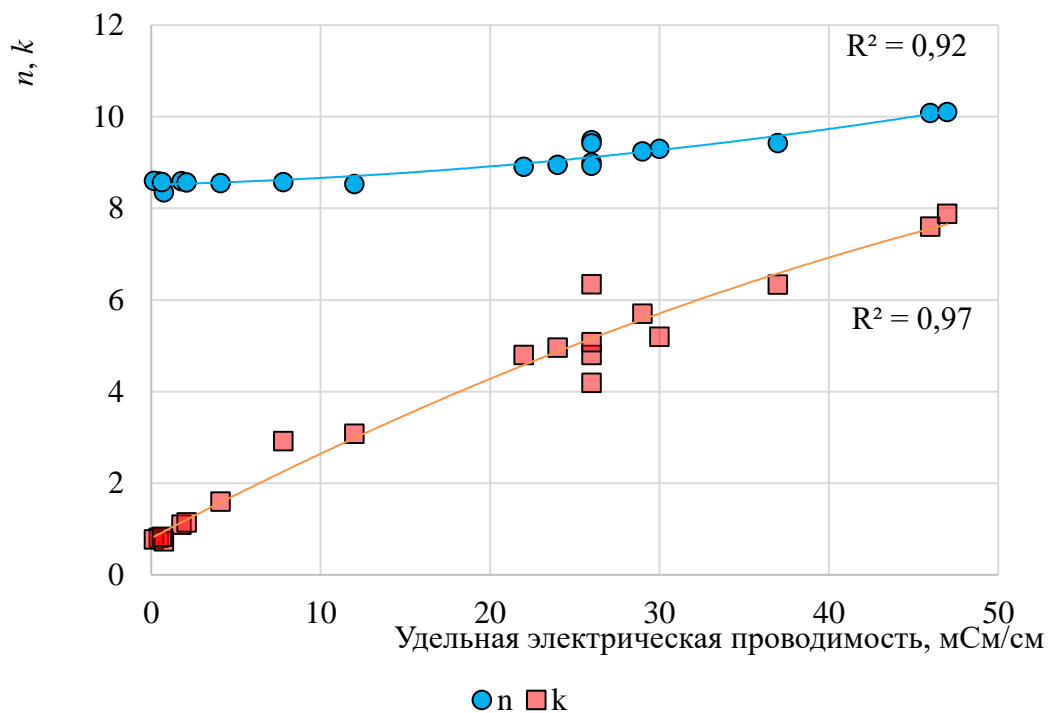


Рисунок 14 - Показатели преломления и поглощения в зависимости от удельной электрической проводимости

Для анализа зависимости радиоизлучательных параметров от типа попутной воды целесообразно использовать коэффициент излучения χ , измеряемый дистанционно. На графике видно (Рисунок 15), что он зависит только от УЭП, а следовательно, от общей минерализации раствора, и не зависит от типа и ионного состава воды, поэтому однозначно определить долю пластовой или техногенной воды невозможно.

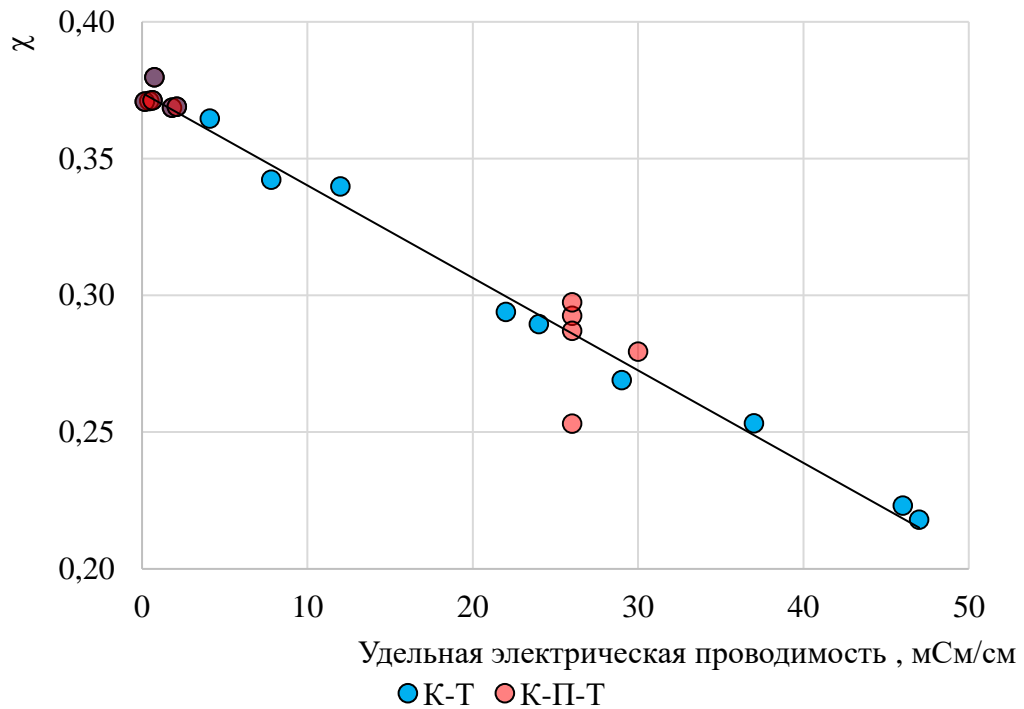


Рисунок 15 - Коэффициент излучения в зависимости от удельной электрической проводимости в двух- и трех-компонентной попутной воде

Ядерно-магнитно-резонансная релаксометрия. Спектр времени поперечной релаксации в зависимости от ионного состава попутной воды

Из публикаций известно, что метод ЯМР-релаксометрии широко используется в скважинной геофизике для определения пористости, проницаемости и насыщения пласта-коллектора флюидом, остаточной водонасыщенности и других параметров [Кононенко, Белорай, 2006; Ханипова, Гуторов, 2012; Топорков, Рудаковская, 2013]. Результаты лабораторной ЯМР-релаксометрии при исследованиях керна и пластовых флюидов дополняют результаты гидрохимического анализа важными данными об изменении физико-

химических свойств жидкостей в зависимости от химического состава [Шумскайте, 2016; Nursan, 2016; Kausik, 2016]. Определение ЯМР-характеристик различных пластовых флюидов основано на контрасте их коэффициентов диффузии и разном распределении времени поперечной релаксации (T_2) в зависимости от термобарических условий. Несмотря на изменчивость ЯМР-характеристик, сигналы (коэффициент диффузии, время поперечной релаксации) от разных типов флюидов часто можно спрогнозировать или определить при наличии данных лабораторных измерений [Kleinberg, 1996; Skirda, 2006; Шумскайте, 2017].

Для оценки применимости результатов измерения времени поперечной релаксации при ядерно-магнитном резонансе (ЯМР-релаксометрия) с целью диагностики генезиса попутной воды выполняются лабораторные опыты на 20 пробах попутной воды, отобранных на устье газовых и газоконденсатных скважин месторождений Юбилейное, Ямсовейское и Медвежье, представляющие собой смеси конденсационной, пластовой и техногенной воды (Приложение А) [Шумскайте, ... Пермяков, 2017]. В основе диагностики с использованием ЯМР-релаксометрии лежит зависимость времени поперечной релаксации от концентрации парамагнитных ионов металлов (Fe^{3+} , Mg^{2+} , Mn^{2+} и др.), к тому же являющихся основными индикаторами пластовой (Na^+) и техногенной (Ca^{2+}) воды.

ЯМР-характеристики получены на ЯМР-релаксометре «МСТ-05» с рабочей частотой 2,2–2,3 МГц. Так же выполняется расширенный гидрохимический анализ (водородный показатель рН, окислительно-восстановительный потенциал, электропроводность, концентрация ионов и микроэлементов) и диагностика генезиса по методике ИПНГ РАН на основе гидрохимического анализа [Абукова и др., 2015] (см. раздел 1.4, 2.4, Приложения Г, Д).

Анализ полученных данных показывает, что вследствие широкого диапазона концентраций ионов, растворенных в попутной воде (Приложение А) разброс времени поперечной релаксации T_2 , соответствующего максимальной амплитуде ЯМР-спектра, значителен и изменяется от 40 до 2000 мс (Таблица 6).

Таблица 6 – Время поперечной релаксации T_2 соответствующее максимальной амплитуде ЯМР-спектра проб попутной воды

Проба	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T_2 , мс	295	510	139	473	635	1765	1983	33	552	292
Проба	11	12	13_ЯМР	14_ЯМР	15	16	17	18	19	20
T_2 , мс	368	77	1526	1544	1353	173	160	1404	42	779

Известно, что скорость релаксации прямо пропорциональна количеству парамагнитных включений и описывается выражением [Tayler, 2011]:

$$\frac{1}{T_2} = \alpha \cdot C_{\text{пм}}, \quad (13)$$

где $\frac{1}{T_2}$ – скорость релаксации;

$C_{\text{пм}}$ – концентрация парамагнитных включений;

α – коэффициент пропорциональности.

Смещение ЯМР-спектров в сторону коротких значений времени поперечной релаксации T_2 , объясняется содержанием парамагнитных ионов (Таблица 7).

Таблица 7 - Магнитная восприимчивость ряда химических элементов

Элементы	Li^+	Na^+	K^+	Mg^{2+}	Ba^{2+}	Ca^{2+}	Mn^{2+}	Fe^{3+}
Магнитная восприимчивость (χ)	+0,50	+0,51	+0,52	+0,55	+0,91	+1,10	+9,9	>1100

На графиках корреляционной зависимости времени поперечной релаксации T_2 от концентрации парамагнитных ионов (Рисунок 16-17) видно, что чем меньше магнитная восприимчивость элементов, тем меньше корреляция с T_2 . Элементы с большой магнитной восприимчивостью (Fe , Mn) существенно влияют на значение T_2 , но не являются индикаторами ни для одного типа воды. При рассмотрении индикаторных элементов пластовой (Na^+) и техногенной (Ca^{2+}) воды слабая корреляция с T_2 отмечается только по Ca^{2+} ($R^2 = 0,58$). А для Na^+ , с меньшей магнитной восприимчивостью, значимой связи не установлено ($R^2 = 0,19$).

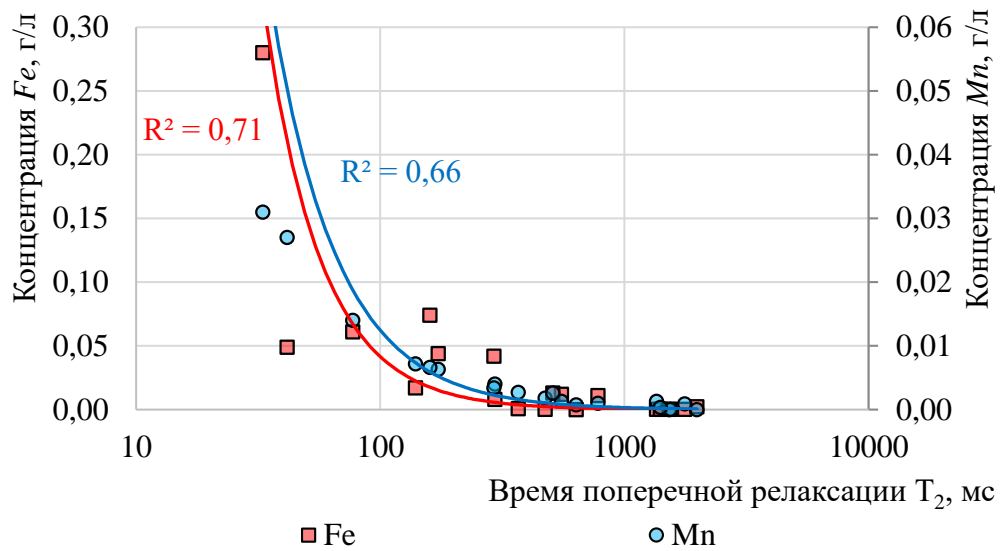


Рисунок 16 – Корреляционная зависимость времени поперечной релаксации T_2 от концентрации ионов Fe и Mn

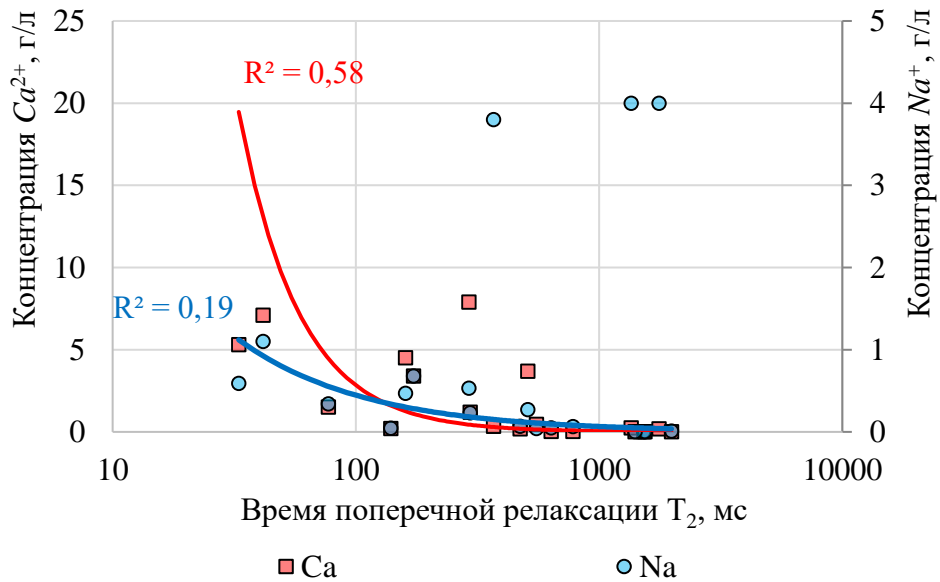


Рисунок 17 - Корреляционная зависимость времени поперечной релаксации T_2 от концентрации ионов-индикаторов пластовой (Na^+) и техногенной (Ca^{2+}) воды

Для более детального анализа ЯМР-релаксометрии берутся однокомпонентная (конденсационная), и 2-х компонентные (конденсационно-пластовая, конденсационно-техногенная) пробы попутной воды (Рисунок 18).

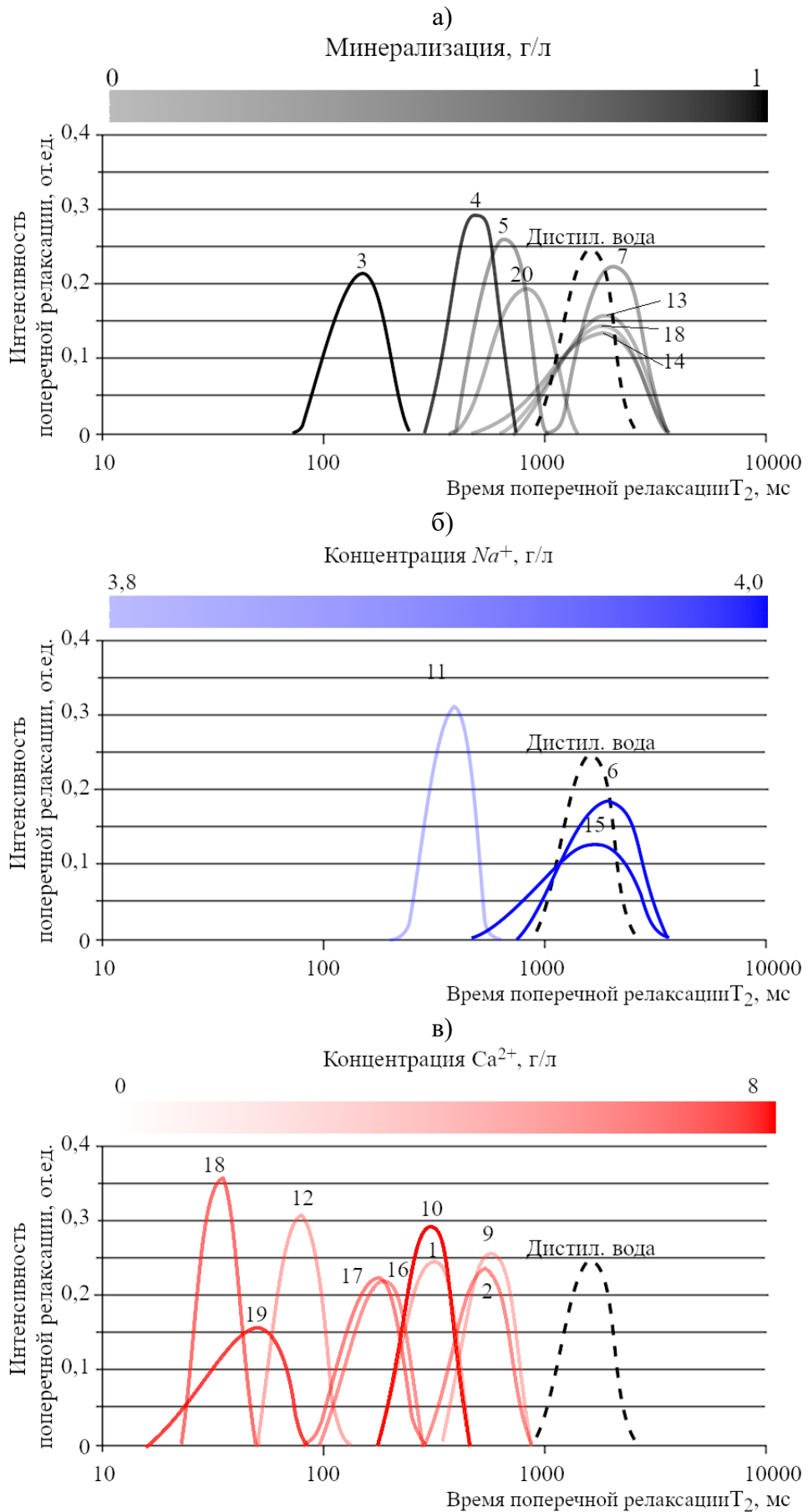


Рисунок 18 - Спектры по временам поперечной релаксации проб попутной воды:
а) конденсационной; б) конденсационно-пластовой; в) конденсационно-техногенной.
Подписи спектров соответствуют номерам проб

Только для конденсационной воды при увеличении минерализации (переход в светлые тона серого) закономерно уменьшается время T_2 . Концентрация Na^+ в анализируемой конденсационно-пластовая воде практически не изменяется, но при этом диапазон изменения T_2 заметно широк и укладывается в диапазон для конденсационной воды, что указывает на не избирательность метода ЯМР-релаксометрии к пластовой воде. В целом увеличение доли техногенной воды в К-Т смеси смещает время поперечной релаксации T_2 к коротким временам, но отсутствует связь с количественным выражением концентрации Ca^{2+} (хаотичное расположение линий в грациях красного, тёмные оттенки соответствуют большей концентрации) и происходит перекрытие с диапазонами времени поперечной релаксации T_2 конденсационной и конденсационно-пластовой воды.

Из анализа результатов лабораторных измерений следует, что незначительные примеси элементов, не являющихся индикаторами пластовой и техногенной воды, но обладающих высокой магнитной восприимчивостью, значительно искажают время поперечной релаксации T_2 , поэтому метод ЯМР-релаксометрии не подходит для диагностики попутной воды.

Потенциометрия.

Электродвижущая сила электродной системы в зависимости от концентрации ионов-индикаторов в попутной воде

Как известно, метод потенциометрии основан на измерении электродвижущей силы между электродом сравнения и индикаторным электродом, определении зависимости между её значением и концентрацией потенциалопределяющего компонента в растворе или активностью - эффективной концентрацией компонентов с учётом различных взаимодействий между ними в растворе, то есть с учётом отклонения поведения системы от модели идеального раствора [Физическая химия, 2001]. В качестве индикаторных используются ионоселективные электроды (ИСЭ) с твёрдыми, жидкими и ферментными мембранами. В мембранных ионоселективных электродах важнейшей составной частью является полупроницаемая мембрана - тонкая жидкая или твёрдая плёнка с преимущественной проницаемостью только для ионов одного вида (например,

Na^+ при наличии ионов других щелочных металлов). При этом механизм полупроницаемости мембран может быть различен: в одних случаях мембрана имеет поры определённой величины, через которые ионы больших размеров не проходят, в других случаях она сделана из материала, который растворяет одно из имеющихся в пробе веществ и таким образом обеспечивает прохождение его через мембрану [Дмитриевич, 2014]. Для большинства электродов потенциал в течение 1 минуты достигает 90% конечного значения, что обеспечивает оперативность измерений [Стифатов, 2004]. В настоящее время этот метод используется для растворов с низкой минерализацией, в которых зависимость потенциала от концентрации ионов линейна.

Известны скважинные приборы, позволяющие определять ионный состав воды при помощи потенциометрического метода, это приборы гидрогеохимического каротажа (ГГХК) [Рубцов, 2009; Пат. № 2153184; Пат. № 2335789; Пат. № 2260820]. В число задач, решаемых в процессе разработки месторождений с помощью ГГХК, входят [Рубцов, 2009]:

- контроль изменения химического состава попутной воды в процессе разработки;
- оценка гидродинамической связи пластов;
- управление процессом закачки технической воды в пласт с целью увеличения нефтедобычи;
- контроль за процессом кислотной обработки скважин и контроль качества промывки после кислотной обработки;
- контроль технического состояния скважины (обнаружение негерметичности труб и участков их интенсивной коррозии, оптимизация ремонтных и профилактических работ).

К достоинствам приборов гидрогеохимического каротажа относится определение наличия воды в смесях с газом и нефтью, когда традиционные потенциометрические методы не работают, поскольку газ и нефть являются изоляторами [Рубцов, 2009].

Авторами методики гидрогеохимического каротажа для решения указанных задач источником информации выбран ион хлора, поскольку хлор, как правило, не участвует в солеобразовании в смесях разных типов воды, поэтому уравнение связи концентрации ионов хлора в водах до и после смешивания имеет линейный вид. В гидрогеохимическом каротаже нашли применение ионоселективные электроды (ИСЭ) на Na^+ и Cl^- . По мнению авторов методики (М.Г. Рубцова, В.Я. Купера) и в соответствии с технической документацией на ИСЭ [Электрод ионоселективный ЭЛИС-131Cl], применение ИСЭ на Cl^- затруднительно, так как это кристаллический электрод, чувствительный к загрязнению. Для решения указанных выше задач авторы предлагают использовать более надёжный ИСЭ на натрий (стеклянный), аргументируя это «практически линейной взаимосвязью между концентрациями ионов натрия и хлора» [Рубцов, 2009]. Опыт показывает, что это не всегда так: такая зависимость возможна только в попутной воде преимущественно моносолевого состава, а в смеси пластовой ($NaCl$) и техногенной ($CaCl_2$) воды по концентрации одного только натрия однозначно не определить концентрацию Cl^- . Эта методика не позволяет диагностировать наличие техногенной воды.

С учётом технических характеристик ИСЭ и ограничивающих факторов набор диагностируемых элементов, которые можно измерять методом потенциометрии ограничен (Na^+ , Ca^{2+} , pH) и не соответствует требованиям действующей методики диагностики (методика ИПНГ РАН, см. разделы 1.4) поэтому разработана новая методика диагностики (см. раздел 2.4).

Для оценки применимости результатов измерения концентрации ионов в попутной воде потенциометрическим методом с целью диагностики генезиса выполнены лабораторные опыты на 100 модельных пробах. При этом конденсационной воде соответствует маломинерализованный (до 1 г/л) раствор $NaCl$ и $CaCl_2$ в дистиллированной воде с концентрациями Na^+ 0,6 г/л и Ca^{2+} 0,04 г/л; пластовой воде - раствор $NaCl$ и $CaCl_2$ в дистиллированной воде с концентрациями Na^+ 8,0 г/л и Ca^{2+} 0,04 г/л ($M=20,5$ г/л) и техногенной воде -

раствор $NaCl$ и $CaCl_2$ в дистиллированной воде с концентрациями Na^+ 0,02 г/л и Ca^{2+} 40,1 г/л ($M=111$ г/л) (Таблица 8).

Таблица 8 – Концентрация солей $NaCl$ и $CaCl_2$ в модельных пробах попутной воды

		Концентрация $NaCl$, моль/л									
		0,001	0,002	0,005	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5	1
Концентрация $CaCl_2$, моль/л	0,001	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,002	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,005	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,01	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,02	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,05	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,2	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

В каждой модельной пробе с помощью портативного иономера Эксперт–001-3.0.1 выполнены измерения концентрации ионов. Для измерения концентрации ионов натрия используется ионоселективный электрод (ИСЭ) «ЭЛИС-112Na» [Электрод ионоселективный ЭЛИС-112Na...], ионов кальция - «ЭЛИТ-041Ca» [Электрод ионоселективный ЭЛИС-121Ca...], в обоих случаях в качестве электрода сравнения использован ЭСр-10101-3.5 [Электроды сравнения ЭСр-10101, ЭСр-10102...]. Определение концентрации ионов натрия выполняется по модифицированной методике [Массовая концентрация натрия..., 2008], ионов кальция - в соответствии с методикой, описанной в техническом паспорте ИСЭ.

Перед началом измерения устанавливаются градуировочные зависимости по подготовленным градуировочным растворам. Согласно методике по установлению градуировочной зависимости в растворы добавляются фоновые электролиты для поддержания определённого значения ионной силы раствора (полусумма произведений молярных концентраций всех находящихся в растворе ионов на квадрат их относительного заряда). Калибровка на натрий выполняется с различными добавлениями раствора хлорида кальция и аммиака: количество точек – 10; при pNa от 2,7 до 4,0 концентрация $CaCl_2$ 6,7 ммоль/л и 0,33 ммоль/л аммиака; при pNa от 0 до 2,3 концентрация $CaCl_2$ 13,3 ммоль/л и 0,33 ммоль/л

аммиака. Калибровка на кальций выполнена для 10 точек: при pCa от 2,7 до 4,0 концентрация $NaCl$ 6,7 ммоль/л; при pCa от 0 до 2,3 концентрация $NaCl$ 13,3 ммоль/л.

Измерения для более высокой точности проводятся в трёх стаканах. Вначале один из стаканов устанавливается на магнитную мешалку, в раствор погружается перемешивающий элемент, измерительный и вспомогательный электроды, включается мешалка, значение потенциала не регистрируется (электрод промывается данным раствором). Со вторым и третьим стаканом выполняются те же действия, но после установления постоянного значения потенциала записываются показания иономера. Все измерения концентрации ионов проводят при температуре 23-25° С. По окончании электроды отмываются дистиллированной водой, остатки воды удаляются фильтровальной бумагой.

Для определения концентрации ионов натрия и кальция используются участки градуировочных кривых, аппроксимируемых линейными уравнениями и соответствующих конденсационно-пластовой и конденсационно-техногенной воде (Рисунок 19-20, оранжевый пунктир):

$$pNa = -0,018594 \cdot E + 0,414938, \quad (14)$$

$$C[Na^+] = 23 \cdot 10^{-pNa}, \quad (15)$$

$$pCa = -0,035283 \cdot E + 17,070350, \quad (16)$$

$$C[Ca^{2+}] = 40,1 \cdot 10^{-pCa}, \quad (17)$$

где pNa , pCa – активность ионов натрия и кальция, д. ед.;

E – разность потенциалов между ИСЭ и электродом сравнения, мВ;

$C[Na^+]$, $C[Ca^{2+}]$ – концентрации ионов натрия и кальция, г/л.

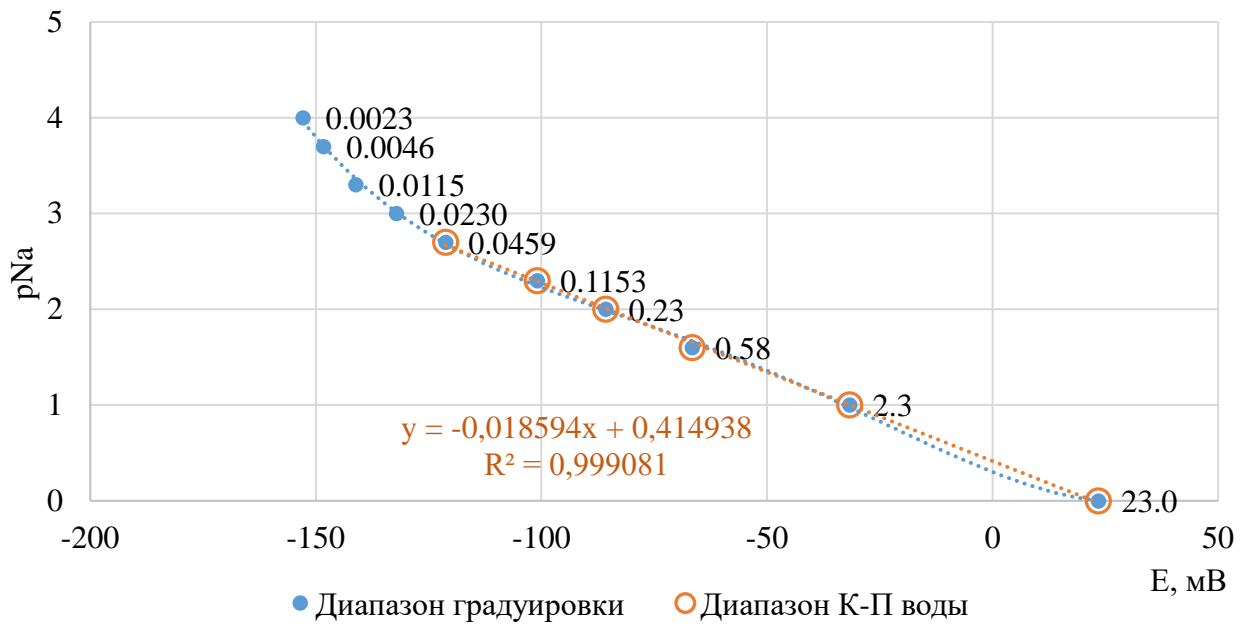


Рисунок 19 – Градуировочная зависимость активности ионов натрия от разности потенциалов ИСЭ ЭЛИС-112Na и электрода сравнения. В подписях концентрация ионов натрия, г/л

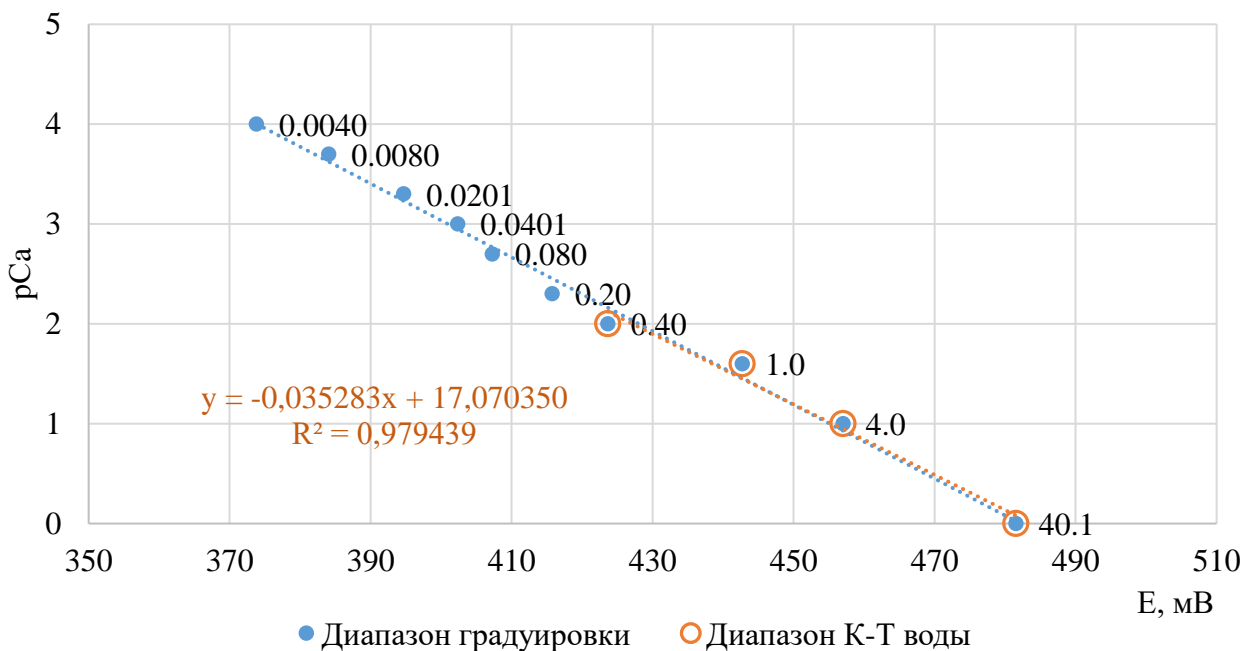


Рисунок 20 – Градуировочная зависимость активности ионов кальция от разности потенциалов ИСЭ ЭЛИС-121Ca и электрода сравнения. В подписях концентрация ионов кальция, г/л

На графиках зависимости измеренной концентрации ионов натрия от заданной при различной концентрации ионов кальция (Рисунок 21) видно, что при фиксированном значении фактической концентрации ионов натрия их измеренная концентрация увеличивается при увеличении концентрации ионов кальция.

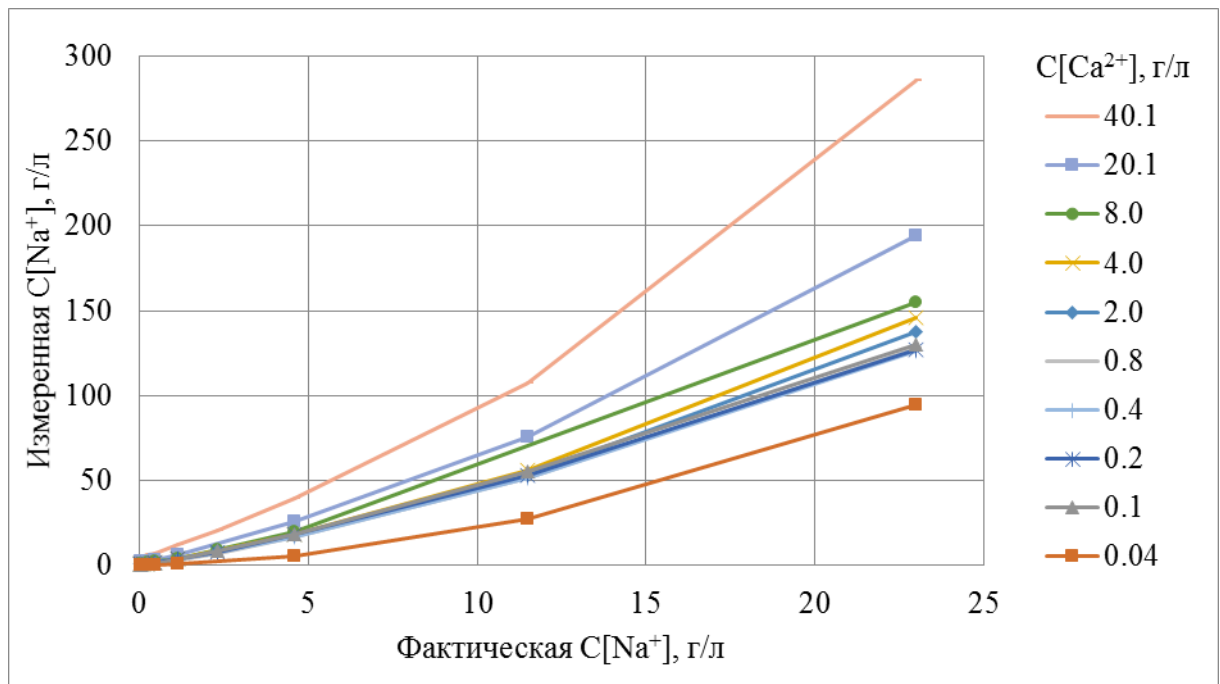


Рисунок 21 – Зависимость измеренной концентрации ионов натрия в зависимости от заданной при различной концентрации ионов кальция

При повышении заданной концентрации кальция показания иономера также растут, но добавление хлорида натрия снижает измеренную концентрацию кальция (Рисунок 22).

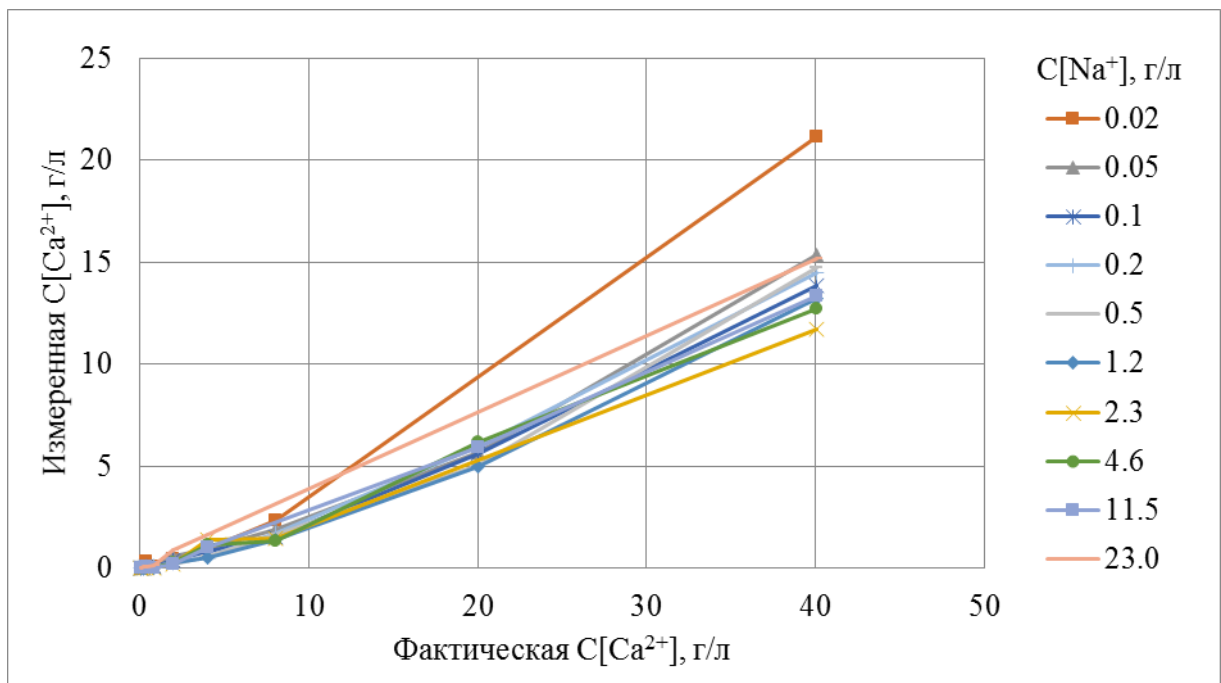


Рисунок 22 – Зависимость измеренной концентрации ионов кальция в зависимости от заданной при различной концентрации ионов натрия

Анализ показывает, что применённый способ потенциометрического измерения – без пробоподготовки не избирателен к основным диагностическим

ионам при их совместном присутствии в пробе воды, поэтому для диагностики попутной воды не применим.

Кондуктометрия.

Удельная электрическая проводимость в зависимости от типа попутной воды и её минерализации

Удельная электрическая проводимость (УЭП) - количественная характеристика способности вещества проводить электрический ток - величина, обратная удельному электрическому сопротивлению (УЭС) вещества (попутной воды) при температуре 25 °С, находящегося между двумя электродами с поверхностью 1 м², расстояние между которыми составляет 1 м. Известно, УЭП разбавленных растворов электролитов зависит от концентрации ионов в растворе, заряда ионов и от скорости движения одинаково заряженных ионов к катоду или аноду под действием электрического поля, поэтому УЭП используется как показатель общей минерализации попутной воды [Стифатов, 2004]. Зависимость УЭП от минерализации при высоких значениях минерализации нелинейная из-за увеличения межмолекулярных взаимодействий, поэтому в практической работе обычно используют заранее построенную градуировочную кривую зависимости УЭП раствора от концентрации заданного электролита (Рисунок 23) [Васильев, 2000].

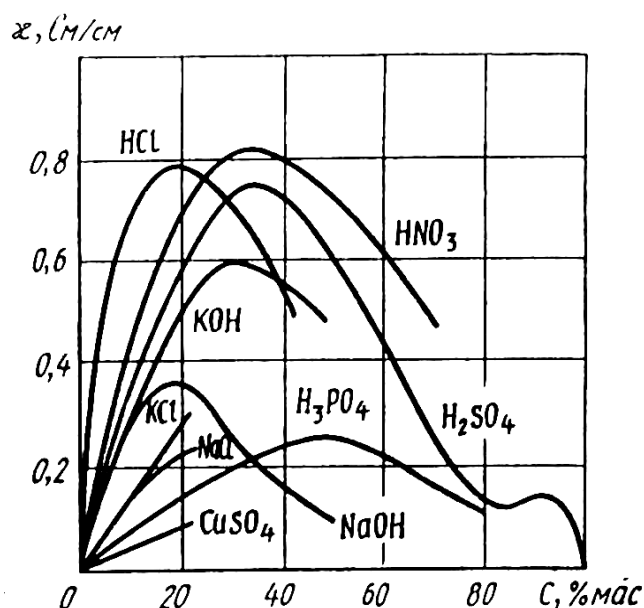


Рисунок 23 - Зависимость удельной электропроводности водного раствора от концентрации электролита

Современные портативные кондуктометры позволяют измерять удельную электрическую проводимость (УЭП) в полевых условиях. В зависимости от типа оборудования, измеряемый диапазон УЭП составляет 0-1000 мСм/см с точностью до 0,5% (при температурной компенсации), что позволяет регистрировать минерализацию M попутной воды в диапазоне 0-600 г/л.

Возможность применения результатов измерения УЭП кондуктометром для диагностики генезиса попутной воды экспериментально проверена лабораторными исследованиями 21 модельной пробы, представленных двух- и трёхкомпонентными смесями конденсационной, пластовой и техногенной воды в различных пропорциях. Для анализа используется среднее значение УЭП по двум измерениям каждой пробы (среднее расхождение 0,5%). Измерения выполняются кондуктометром Cond315i (WTW) с автоматической температурной компенсацией на 25⁰ С.

Анализ результатов лабораторного эксперимента показывает, что во всём диапазоне исследованной минерализации связь минерализации с УЭП нелинейная для конденсационно-пластовой (К-П) и конденсационно-техногенной (К-Т) воды (Рисунок 24), при этом УЭП качественно изменяется практически одинаково и значения повторяются, но не совпадают по абсолютным значениям: например, при УЭП 33,8 мСм/см (100% пластовая вода, минерализация 20,6 г/л) минерализация, рассчитанная по аппроксимационной зависимости для К-Т воды, составляет 23,2 г/л, максимальная разница значений минерализации составляет 13%. Отмечается, что при добавлении пластовой воды в К-Т воду УЭП практически не меняется, что указывает на превалирующую роль Ca^{2+} в формировании проводимости смеси конденсационно-пластово-техногенной (К-П-Т) воды, поэтому, если неизвестен тип выносимой воды, а именно К-П или К-Т вода, то значение УЭП используется только для качественной оценки минерализации по обобщённой зависимости для К-П-Т воды (Таблица 9), а если известно, что технические жидкости на скважине не применялись, то минерализация определяется по аппроксимационной зависимости для конденсационно-пластовой воды. Аналогичная зависимость для конденсационно-техногенной воды практического значения не имеет, поскольку

нельзя исключить наличие пластовой воды в высокоминерализованной попутной воде.

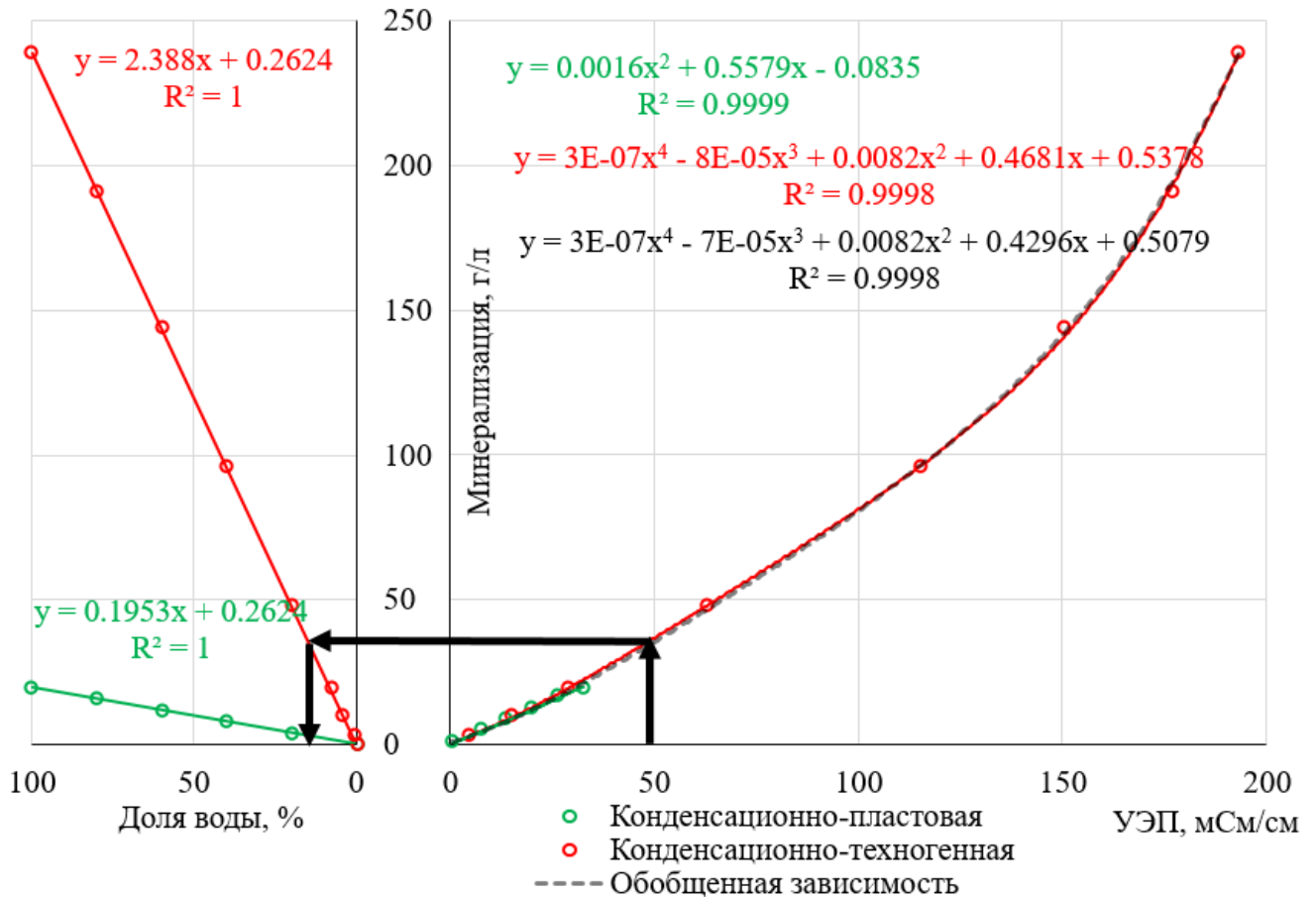


Рисунок 24 – Связь минерализации с УЭП по результатам лабораторного исследования модельных двухкомпонентных конденсационно-пластовой и конденсационно-техногенной вод

Таблица 9 – Минерализация для разных типов воды при температуре 25 °С по результатам лабораторных исследований модельных проб попутной воды

Тип воды	Минерализация, г/л
К-П-Т или неизвестная смесь	$2,57 \cdot 10^{-7} \cdot \text{УЭП}^4 - 7,04 \cdot 10^{-5} \cdot \text{УЭП}^3 + 8,18 \cdot 10^{-3} \cdot \text{УЭП}^2 + 0,43 \cdot \text{УЭП} + 0,508$
К-П	$0,0016 \cdot \text{УЭП}^2 + 0,5579 \cdot \text{УЭП} - 0,0835$
К-Т	$2,82 \cdot 10^{-7} \cdot \text{УЭП}^4 - 7,64 \cdot 10^{-5} \cdot \text{УЭП}^3 + 8,2 \cdot 10^{-3} \cdot \text{УЭП}^2 + 0,468 \cdot \text{УЭП} + 0,538$

Предложенные решения по измерению УЭП для определения минерализации попутной воды испытаны в лабораторных условиях на реальных пробах Медвежьего, Юбилейного, Ямсовейского и Бованенковского месторождений. В целом сходимость минерализации, определённой при гидрохимическом анализе (ГХА) и при измерении УЭП, хорошая - коэффициент корреляции 0,96 (Рисунок 25). Значение минерализации, определённое по УЭП не

значительно ниже относительно определённой по ГХА, так как при ГХА минерализация определяется как сумма концентрации шести основных ионов, а остальные ионы не учитываются.

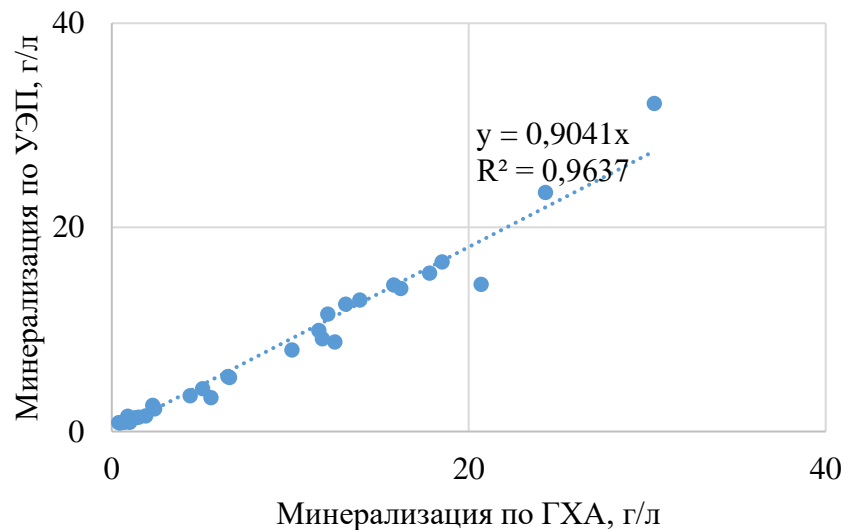


Рисунок 25 – Кросс-плот минерализации определённой по ГХА и УЭП

Из анализа результатов лабораторных экспериментов с модельными пробами попутной воды следует, что по УЭП можно определить 100% конденсационную воду (при УЭП ниже 2 мСм/см, что эквивалентно минерализации 1 г/л) и долю пластовой и техногенной воды при априорном знании типа воды: К-П или К-Т.

2.2. Разработка и экспериментальное исследование способа непрерывного отбора проб жидкости из газожидкостного потока и измерения её электрического сопротивления

Для реализации непрерывного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин теоретически обоснована и экспериментально подтверждена работоспособность поточного резистивного датчика, устанавливаемого на нижней образующей горизонтального участка трубопровода. Датчик выполнен в виде контактной кондуктометрической ячейки, внутренний объём которой одновременно является пробоуловителем, что позволяет в непрерывном режиме накапливать, обновлять пробы попутной жидкости и измерять её электрическое сопротивление (Рисунок 26).

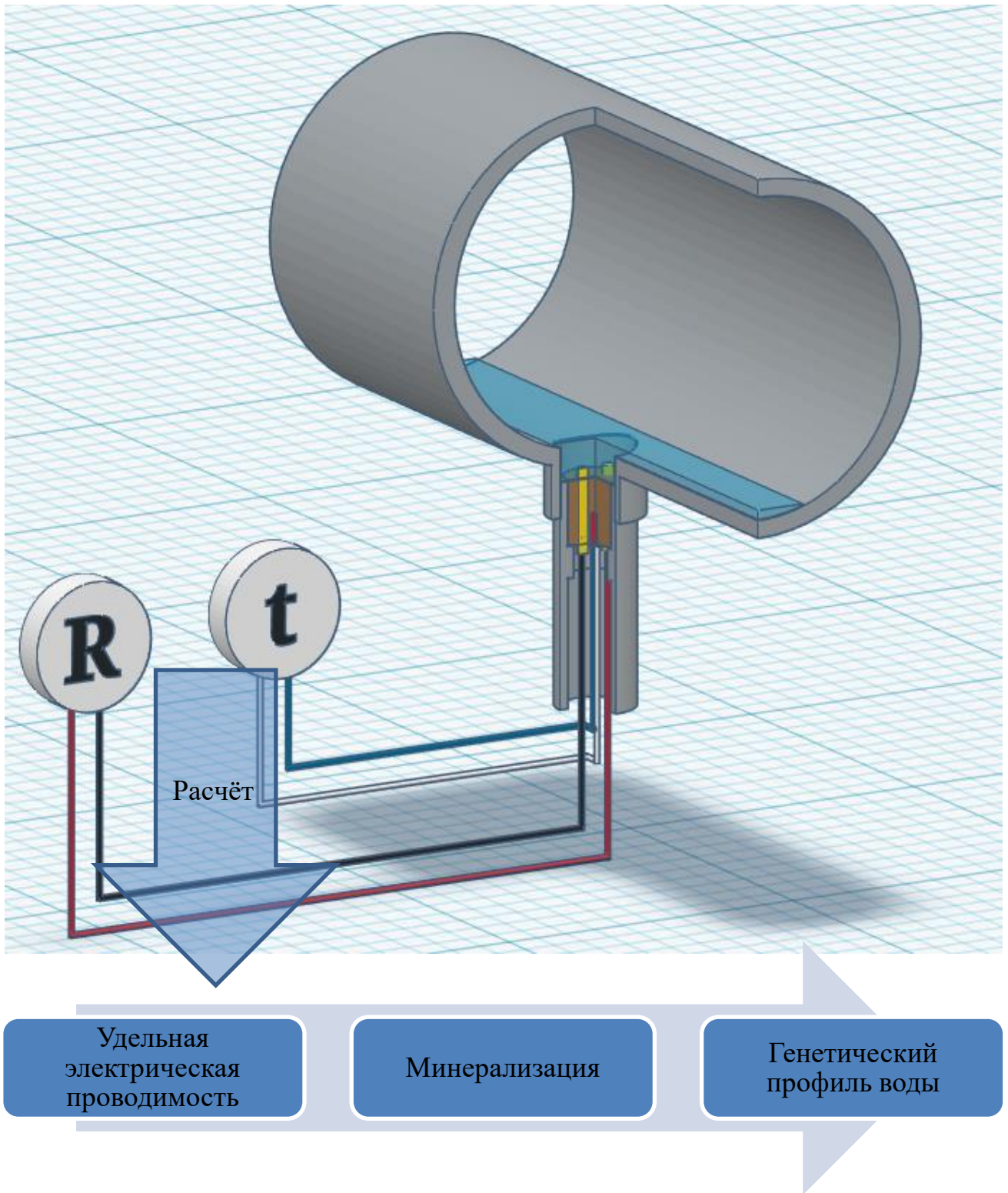


Рисунок 26 – Схематический вид и принцип работы пробоуловителя, контактной кондуктометрической ячейки и поточного резистивного датчика

Расчёт условий накопления жидкой фазы газожидкостного потока на нижней образующей горизонтального трубопровода

Для отбора пробы попутной воды из газожидкостного потока используются известные промышленные образцы сепараторов жидкости [Малогобаритный

высокоэффективный...], 2004; Ротов и др., 2015; Имаев, Тудорович, 2018 и др.]. Однако их эксплуатация сопровождается рядом сложностей: необходима утилизация «отработанной» пробы, соединительные трубки в период отрицательных температур окружающей среды перемерзают, высоки технологические потери газа и гидравлические потери давления, а самое главное – отбор проб не автоматизирован. Указанные недостатки не дают возможности их использовать для непрерывного контроля параметров попутной воды. Поэтому актуальной становится задача создания прибора для измерения электрофизических параметров жидкости, который бы размещался внутри трубопровода без изменения его проходного сечения, что позволит сохранить термобарические условия газожидкостного потока.

Известно, что при любых режимах течения газожидкостного потока, кроме дисперсно-кольцевого, на нижней образующей горизонтального трубопровода накапливается жидкость. Это даёт возможность определять её параметры в непрерывном режиме при помощи датчика, расположенного в этой части трубопровода. Для определения наличия жидкой фазы на стенке горизонтальной трубы при дисперсно-кольцевом режиме используется корреляционная зависимость доли уноса жидкости в бесконечно длинной трубе от безразмерной скорости газа π_2 , выведенная Г. Уоллисом по обобщённым результатам многочисленных экспериментальных исследований газожидкостных потоков (Рисунок 27) [Wallis, 1969].

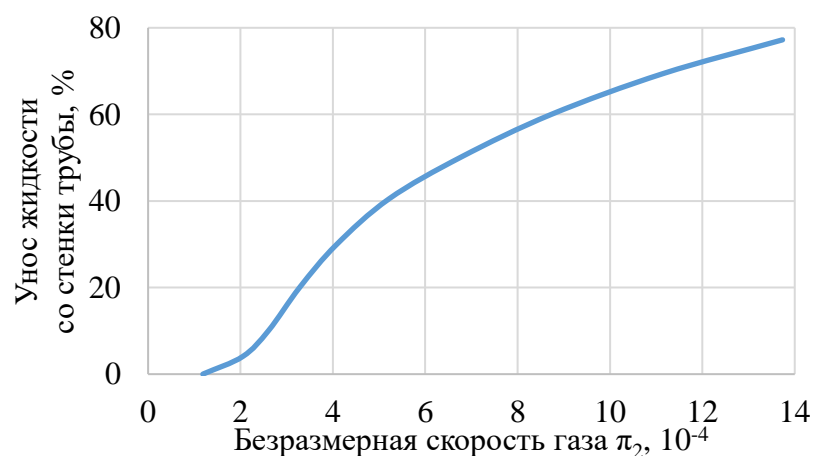


Рисунок 27 – Корреляционная кривая Г. Уоллиса для определения равновесного уноса жидкости в бесконечно длинной трубе в зависимости от безразмерной скорости газа π_2 [Wallis, 1969]

Для разных условий эксплуатации скважин (давление 1-10 МПа, температура газа 5-25 °С, расход газа 50-1000 тыс. м³/сут) рассчитана безразмерная скорость газа π_2 :

$$\pi_2 = \frac{v_g \mu_g}{\sigma} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_f}}, \quad (18)$$

где v_g – скорость газа, м/с;

μ_g – динамическая вязкость газа, Па·с;

σ – поверхностное натяжение, Н/м;

ρ_g, ρ_f - плотность газа и жидкости соответственно, кг/м³.

По результатам расчётов с использованием указанной формулы установлено, что, кроме собственно скорости газа, на значение π_2 оказывает значительное влияние давление, от которого зависят значения μ_g, σ, ρ_g ; влиянием температуры можно пренебречь, поскольку её увеличение с 5 до 25 °С при всех рассмотренных дебитах газа увеличивает π_2 не более чем на 11 % (Рисунок 28) [Пермяков, 2020].

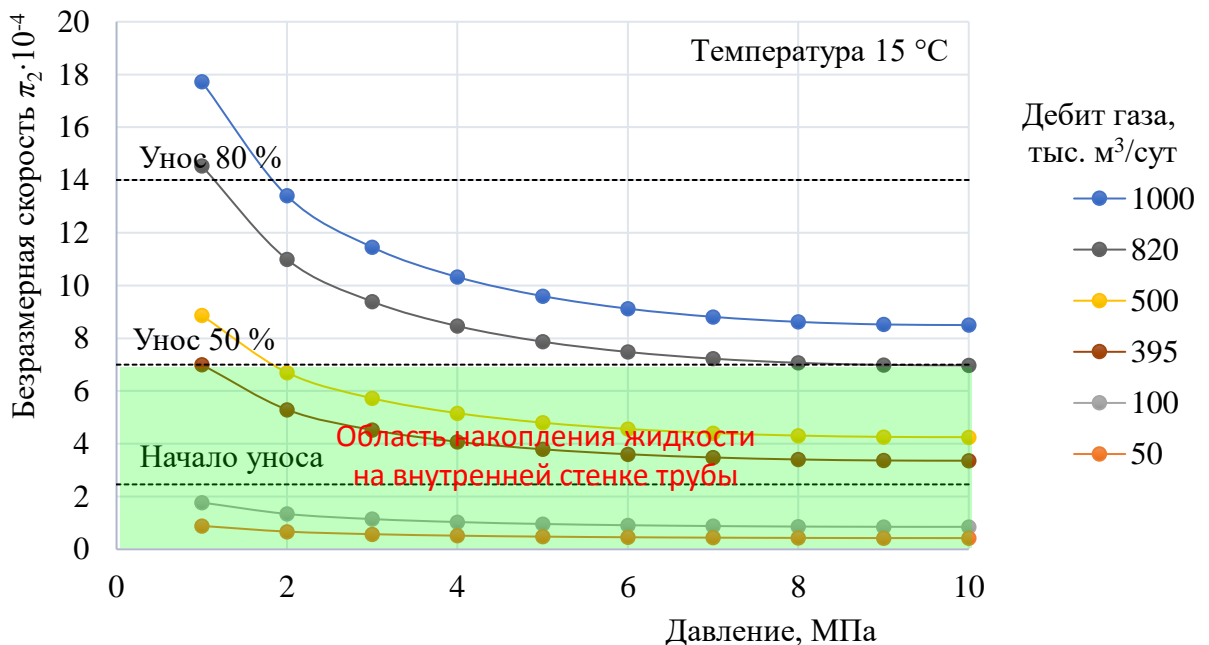


Рисунок 28 – Доля уноса жидкости в бесконечно длинной трубе в зависимости от безразмерной скорости газа при дисперсно-кольцевом режиме течения газожидкостного потока [Пермяков, 2020]

Итак, расчётами показано, что для дисперсно-кольцевого режима в трубопроводе диаметром 100 мм имеются условия для накопления воды на внутренней стенке трубы при минимальном давлении 1 МПа и дебите газа менее 395 тыс. м³/сут, а также при максимальном давлении 10 МПа и дебите газа менее 820 тыс. м³/сут. Следовательно, высока вероятность накопления пробы жидкости в углублении на нижней образующей трубопровода и её обновления с течением времени. Практика показывает, что на характер уноса капель жидкости значительно влияют местные гидравлические сопротивления (отводы, тройники, термокарманы, задвижки и пр.) и расстояние от них до рассматриваемой точки трубопровода [Wallis, 1969]. Более точно условия для накопления жидкости в углублении на нижней образующей горизонтального трубопровода возможно получить только экспериментально. Для увеличения доли жидкой фазы газожидкостного потока на стенке трубы применяется осевой завихритель [Пермяков, 2020].

Измерение электрического сопротивления попутной жидкости поточным резистивным датчиком

Для измерения электрического сопротивления используется резистивный датчик в виде контактной кондуктометрической ячейки, внутренний объем которой одновременно является пробоуловителем.

Цилиндрический корпус датчика выполнен из нержавеющей стали, закрепляется на нижней образующей горизонтального трубопровода (разработчик А. К. Манштейн, ИНГГ СО РАН). Electroды датчика установлены на подвижном (только по продольной вертикальной оси) плунжере для регулирования глубины измерительной ячейки. Нержавеющие электроды диаметром 3 мм выступают из компаунда на 2 мм, расстояние между электродами 9 мм (Рисунок 29).

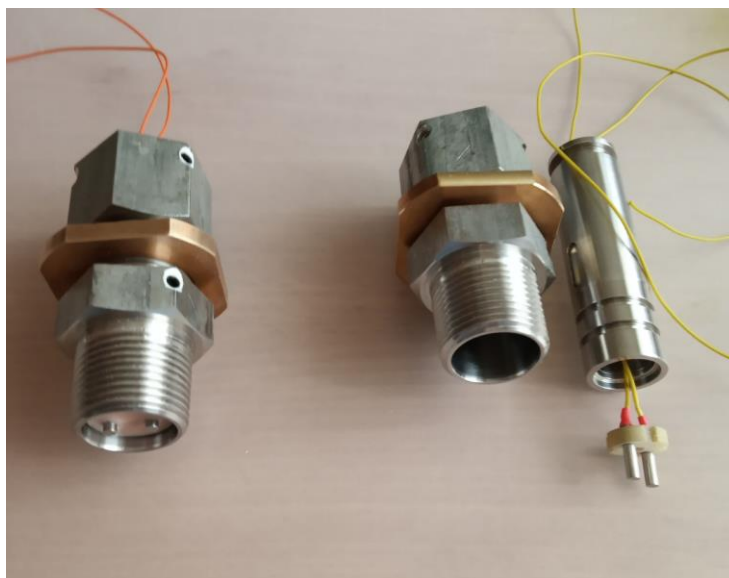


Рисунок 29 - Общий вид резистивного датчика для измерения электрического сопротивления

В качестве регистратора используется измеритель *RLC E7-22* электрического сопротивления переменному электрическому току на частоте 1 кГц (диапазон измерения от 0,1 Ом до 10,0 МОм, погрешность 0,5%): прибор фиксирует электрический ток в цепи электродов, падение напряжения на электродах, рассчитывает по отношению напряжения к величине тока электрическое сопротивление цепи R и отображает на дисплее или передаёт на компьютер.

Внутри датчика установлен сенсор температуры для приведения измеренного электрического сопротивления к стандартной температуре 25⁰ С по формуле:

$$R_{25} = R \cdot (1 + \alpha \cdot (t - 25)), \quad (19)$$

где R_{25} – измеренное электрическое сопротивление, приведённое к 25⁰С, Ом;

R – измеренное электрическое сопротивление, Ом;

t – измеренная температура раствора, ⁰С;

α – температурный коэффициент электрического сопротивления, для водного раствора хлорида натрия составляет 0,02 ⁰С⁻¹ [Методические указания по применению..., 1986].

При фиксированных геометрических параметрах кондуктометрической ячейки измеряемое электрическое сопротивление R зависит от минерализации

попутной воды M , её температуры и вида ионов, находящихся в растворе. Электрическое сопротивление R состоит из собственно сопротивления водного раствора и поляризационного электрического сопротивления R_s (комплексного электрического сопротивления двойного электрического слоя возле электродов), значения которого зависят от минерализации, постоянных параметров (частоты тока, материала электродов) и других параметров, не значительно влияющих при заданных условиях [Лопатин, 1975]. Для снижения поляризационного электрического сопротивления R_s в практике кондуктометрических измерений для разных диапазонов минерализации используют ячейки с разной константой (учитывает геометрические размеры и равна отношению расстояния между электродами в их площади), регулируют частоту тока или используют четырёх электродную ячейку [Справочник по измерению...]. В данной работе поляризационное электрическое сопротивление R_s учитывается за счёт калибровки датчика по нескольким точкам с разной минерализацией.

Калибровка заключается в получении зависимости удельной электрической проводимости (УЭП), измеренной эталонным кондуктометром, от электрического сопротивления измеренного поточным резистивным датчиком при температуре 25 °С и уровне жидкости обеспечивающем стабильные измерения (Рисунок 30). Калибровка именно по УЭП, а не по известной минерализации калибровочных растворов, позволяет за счёт использования известных или определённых в лабораторных условиях зависимостей минерализации от УЭП определять минерализацию разных солевых растворов:

$$M = f(\sigma_{25}), \quad (20)$$

$$\sigma_{25} = f(R_{25}), \quad (21)$$

где σ_{25} – расчётное значение УЭП измеряемого раствора, приведённое к 25° С, См/м.

Приведённые калибровки выполнены при уровне жидкости над датчиком 10 мм. Измеренное электрическое сопротивление попутной воды зависит от уровня жидкости над датчиком, который зависит от скорости газожидкостного потока, доли жидкой фазы и глубины установки датчика. Если первые два фактора

изменить нельзя, то глубину установки датчика можно менять так, чтобы её наполняемость, а следовательно, измеряемое электрическое сопротивление, минимально зависело от параметров газожидкостного потока [Пермяков, 2020].

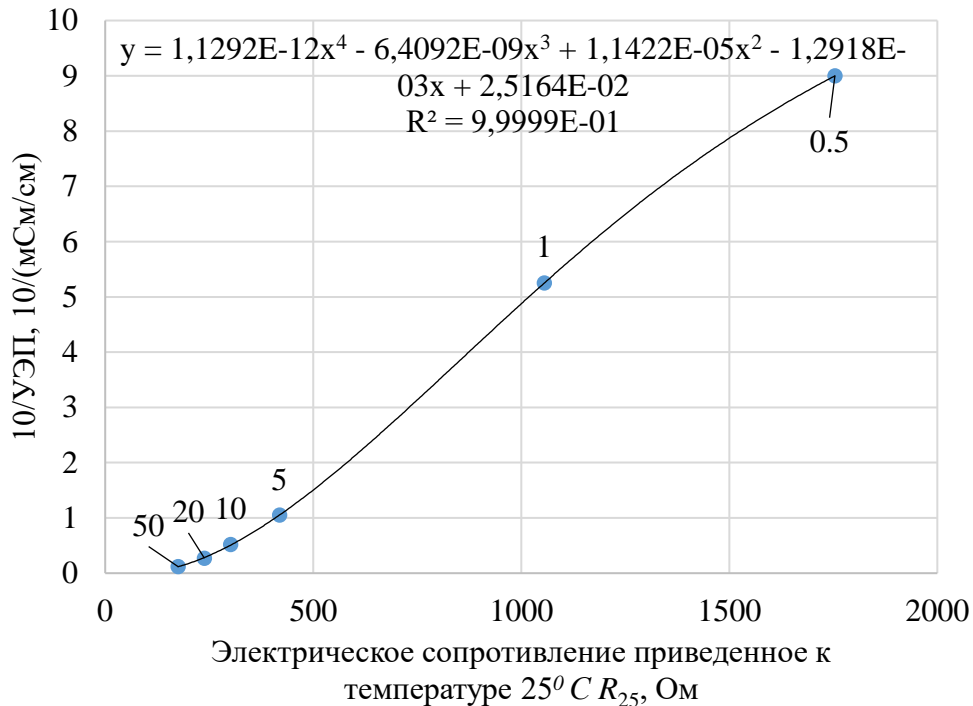


Рисунок 30 - Калибровочная зависимость удельной электрической проводимости от электрического сопротивления хлорид натрия с минерализацией от 0,5 до 50,0 г/л при стандартной температуре $25^{\circ}C$ и уровне жидкости над датчиком 10 мм (электроды из нержавеющей стали)

Выбор глубины установки резистивного датчика по результатам расчётов и экспериментов

Аналогично расчётам эффективной глубины электрического зондирования для безграничного пласта с конечной толщиной приближённо можно оценить минимально необходимый уровень жидкости над датчиком для получения стабильных измерений электрического сопротивления слоя жидкости. Если принять, что электроды точечные, а измерение выполняется в слое жидкости (пласте) толщиной z , тогда сила тока в плоскости, перпендикулярной к оси между электродами и проведённой посередине между ними, вычисляется по формуле [Бурсиан, 1972]:

$$I_z = I \frac{2}{\pi} \arctg \left(\frac{2z}{L} \right), \quad (22)$$

где I – сила тока в цепи электродов, А;

L – расстояние между электродами, м;

z – толщина слоя воды, м.

Зная силу тока I_z и принимая напряжение измерителя 0,5 В, рассчитывается электрическое сопротивление $R_z=U/I_z$ для разных толщин z слоя жидкости. При этом сила тока в цепи электродов I подбирается (в первом приближении) такой, чтобы R_z при толщине слоя жидкости 10 мм равнялось электрическому сопротивлению, измеренному при калибровке датчика. Далее по значению R_z рассчитывается кажущаяся минерализация (Рисунок 31) по калибровочной кривой (см. Рисунок 30) [Пермяков, 2020]. Кажущаяся минерализация – расчётное значение минерализации, нормированное по параметрам измерительного датчика таким образом, чтобы при условиях калибровки кажущаяся минерализация совпадала с действительной минерализацией изучаемой жидкости.

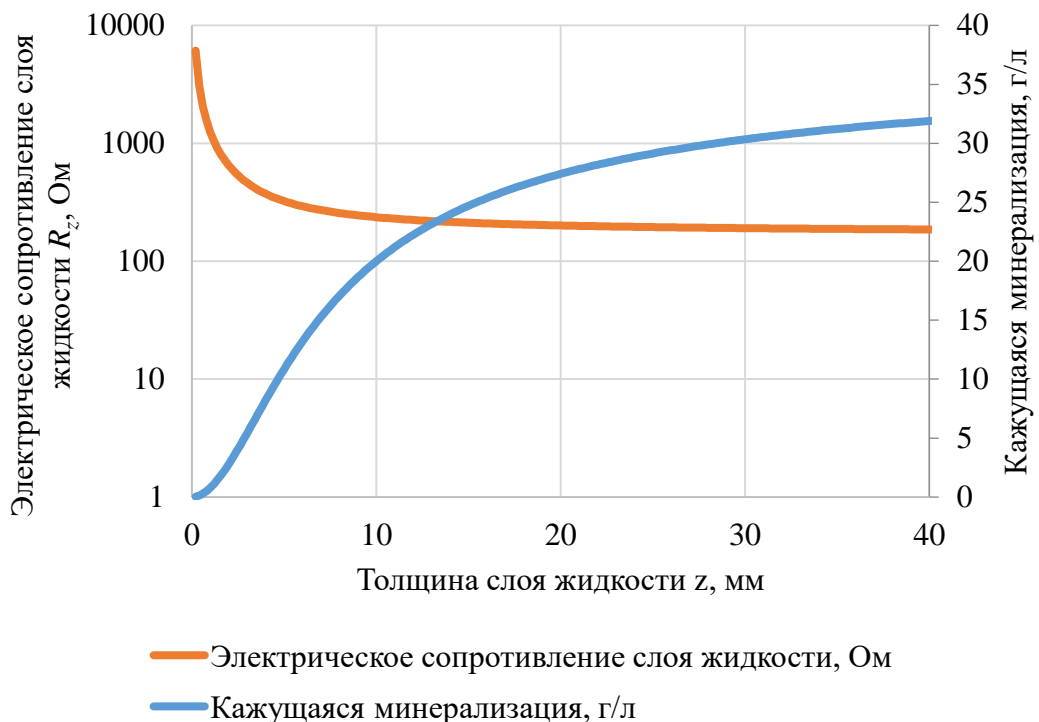


Рисунок 31 - Расчётное электрическое сопротивление и кажущаяся минерализация в зависимости от толщины слоя жидкости по результатам математического моделирования

На графике первой производной зависимости кажущейся минерализации от толщины слоя жидкости (чувствительность кажущейся минерализации) видно, что максимальная чувствительность отмечается при толщине слоя 3,4 мм (Рисунок 32). При такой толщине, её колебание на ± 1 мм приводит к изменению

расчётной минерализации на $\pm 42\%$. Для сравнения, при стандартном гидрохимическом анализе (ГХА) воды минерализация рассчитывается с погрешностью до 12%, так как является суммой концентраций основных ионов, определяемых с погрешностью 6-18% [СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019, 2019]. Таким образом, с практической точки зрения, погрешность по минерализации $\pm 5\%$ вполне устраивает и достигается при толщине слоя жидкости 11 мм. Следует отметить, что независимо от суммарной силы тока, а значит и минерализации, чувствительность кажущейся минерализации на одних и тех же глубинах не изменяется [Пермяков, 2020].

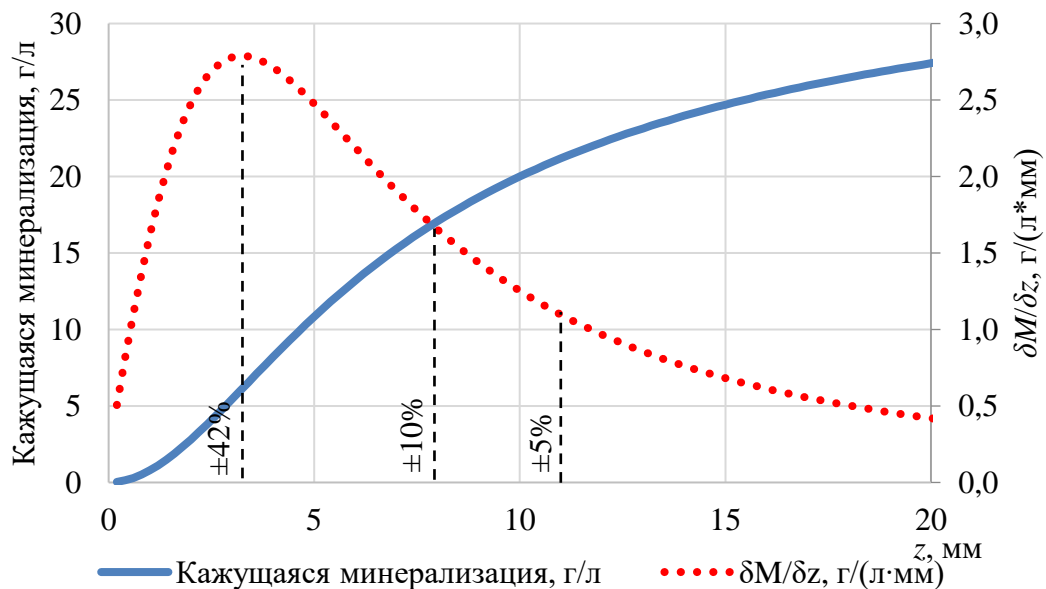


Рисунок 32 – Первая производная кажущейся минерализации в зависимости от толщины слоя жидкости по результатам математического моделирования. Подписи – изменение кажущейся минерализации при изменении толщины жидкости на ± 1 мм

Фактически измерения выполняются в ограниченном объёме, что вызывает другое распределение эквипотенциальных линий, плотности силы тока и, следовательно, ток будет проходить по всему объёму жидкости, находящемуся в ячейке, независимо от толщины слоя, поэтому толщину жидкости, больше которой изменением R можно пренебречь, необходимо определить экспериментально [Пермяков, 2020].

По результатам экспериментальных измерений резистивным датчиком электрического сопротивления водных растворов хлорида натрия минерализацией 1, 5 и 10 г/л при изменении толщины слоя жидкости от 3 до 14 мм установлено,

что уже при 3 мм абсолютная разница расчётной и заданной минерализации составляет менее 0,3 г/л, а чувствительность кажущейся минерализации менее 0,2 г/(л*мм), а при толщине слоя жидкости 6 мм и более чувствительность кажущейся минерализации практически постоянна и имеет значение менее 0,02 г/(л*мм) (Рисунок 33).

Практически удерживать уровень жидкости около 3 мм (высота электродов) в условиях трубопровода затруднительно, поэтому в первом приближении предлагается минимальный уровень жидкости принять равным 6 мм, а глубину пробоуловителя не менее 8 мм с последующим уточнением по результатам экспериментов.

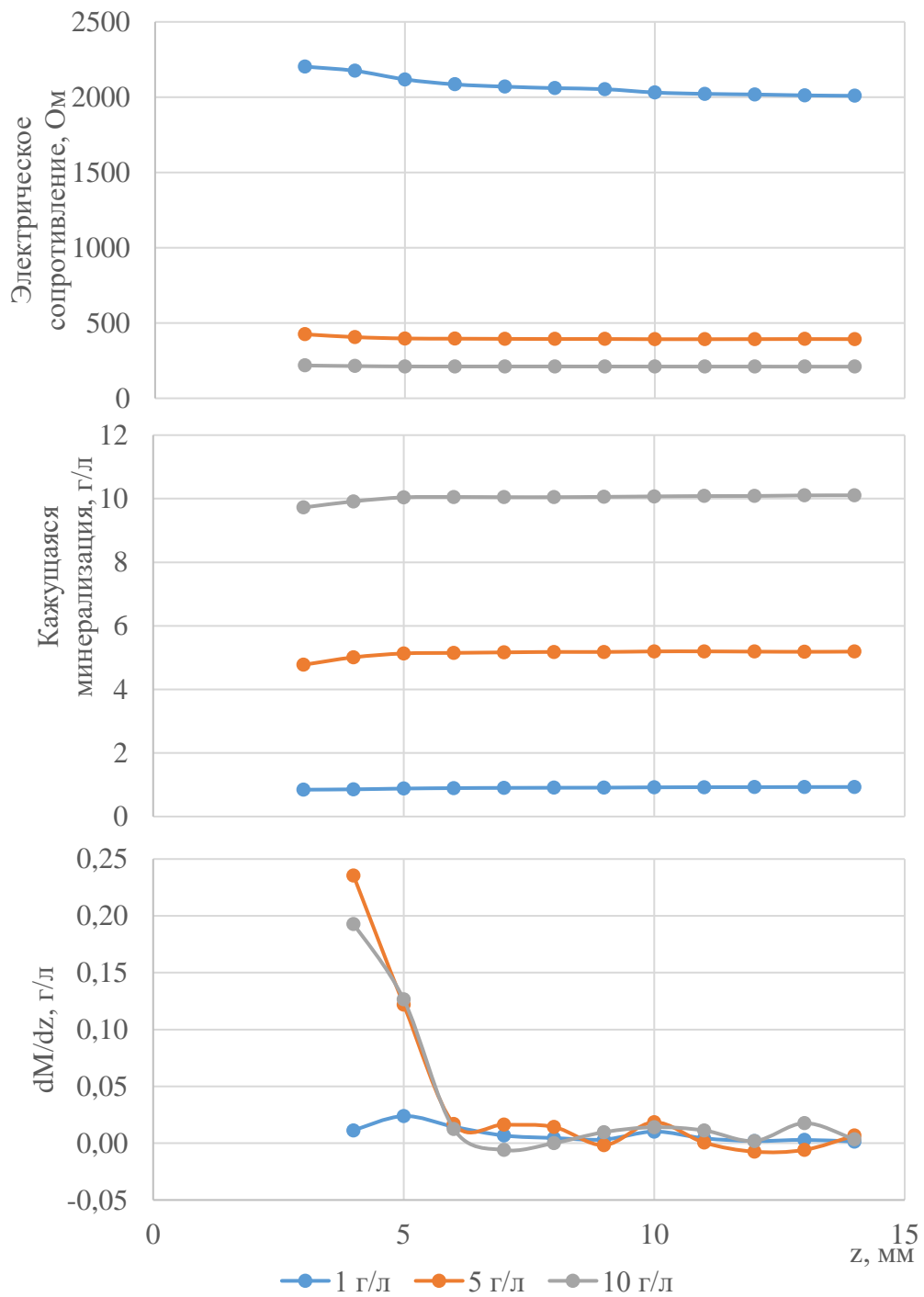


Рисунок 33 – Электрическое сопротивление, кажущаяся минерализация и чувствительность кажущейся минерализации в зависимости от толщины слоя жидкости

Измерение электрического сопротивления модельных и реальных проб попутной воды в водогазовом потоке

Для верификации результатов определения типов попутной воды по минерализации и возможности измерения электрического сопротивления жидкости создан стенд для имитации газожидкостного потока в обвязке устья скважины с экспериментальным образцом поточного резистивного датчика. Стенд представляет собой закольцованный трубопровод с горизонтальным участком диаметром 100 мм. В трубопроводе с помощью центробежного вентилятора создаётся циркуляция воздуха со скоростью до 15 м/с (в районе резистивного датчика), жидкая фаза впрыскивается в полость трубы, далее по потоку, на расстоянии 1 м от точки впрыска, в нижней образующей трубы устанавливается резистивный датчик с латунными электродами (позднее заменены на нержавеющей сталь и далее на платинированную проволоку), торцы электродов выставлены в уровень внутренней поверхности трубы, таким образом глубина пробоуловителя составляет 3 мм (Рисунок 34-35).



Рисунок 34 - Общий вид стенда для лабораторных испытаний поточных датчиков для измерения электрического сопротивления жидкости

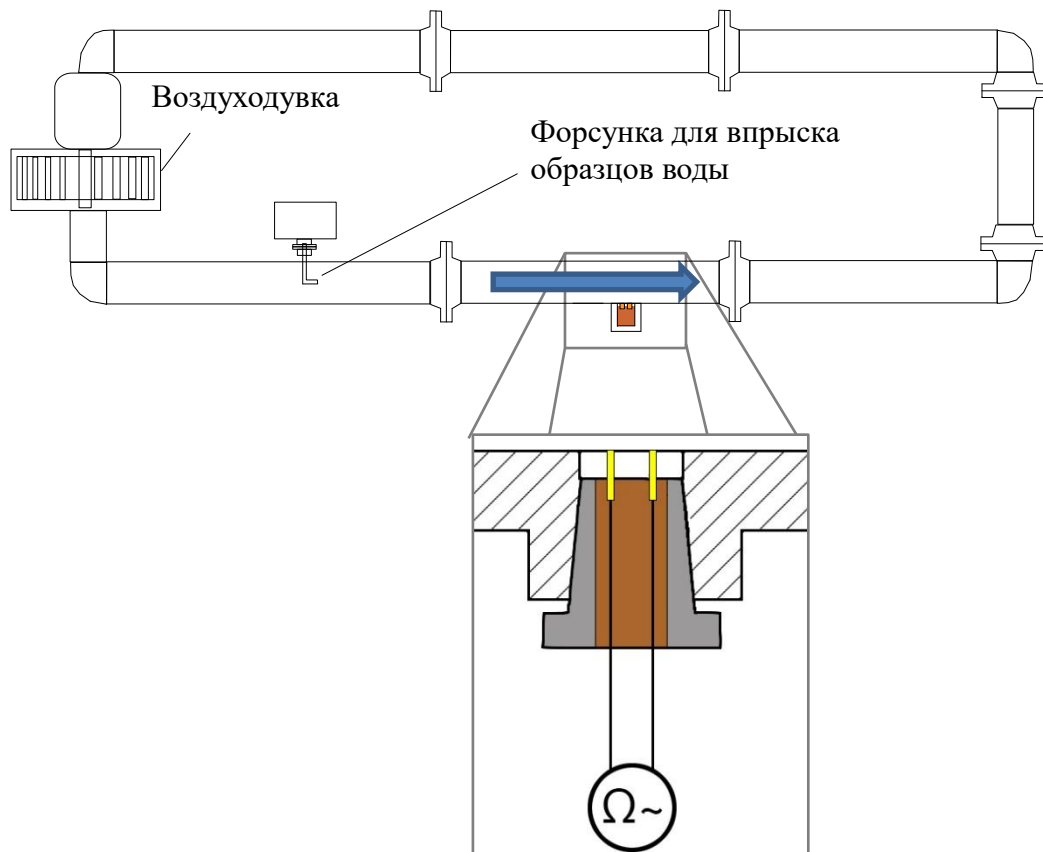


Рисунок 35 - Функциональная схема стенда для лабораторных испытаний экспериментальных датчиков в газожидкостном потоке

Выполнен ряд экспериментов с дистиллированной водой, модельными и реальными пробами попутной воды. После каждой пробы воздуходувка останавливается, разбирается стенд и сливается жидкость, накопившаяся в трубе, выполняется сушка стенда фильтровальной бумагой. Затем бак форсунки заполняется следующим раствором и измерения повторяются.

Впрыскиваемая жидкость, оседает на стенках трубы, скапливается в нижней её части и небольшим ручейком движется к резистивному датчику. Отклик регистрируемого сигнала на поступление жидкости происходит на 4-6-ой секунде после впрыска первой порции раствора, таким образом скорость движения жидкости примерно 0,2 м/с.

По результатам анализа измерения электрического сопротивления 28 реальных проб попутной воды с месторождений ООО "Газпром добыча Надым" с использованием экспериментального резистивного датчика в модификации с латунными электродами отмечается слабая корреляционная связь минерализации и измеренного электрического сопротивления $R^2=0,39$ при этом отмечается

хорошая корреляционная связь минерализации и УЭП по этим пробам $R^2=0,99$ (см. Рисунок 24), что объясняется недостаточной глубиной установки датчика ($z=3$ мм) и подверженностью латунных электродов коррозионному воздействию водных растворов хлорида натрия, поэтому при последующих опытах используется датчик с нержавеющими электродами с помощью которых получена существенно лучшая корреляционная связь ($R^2=1,00$) (Рисунок 36).

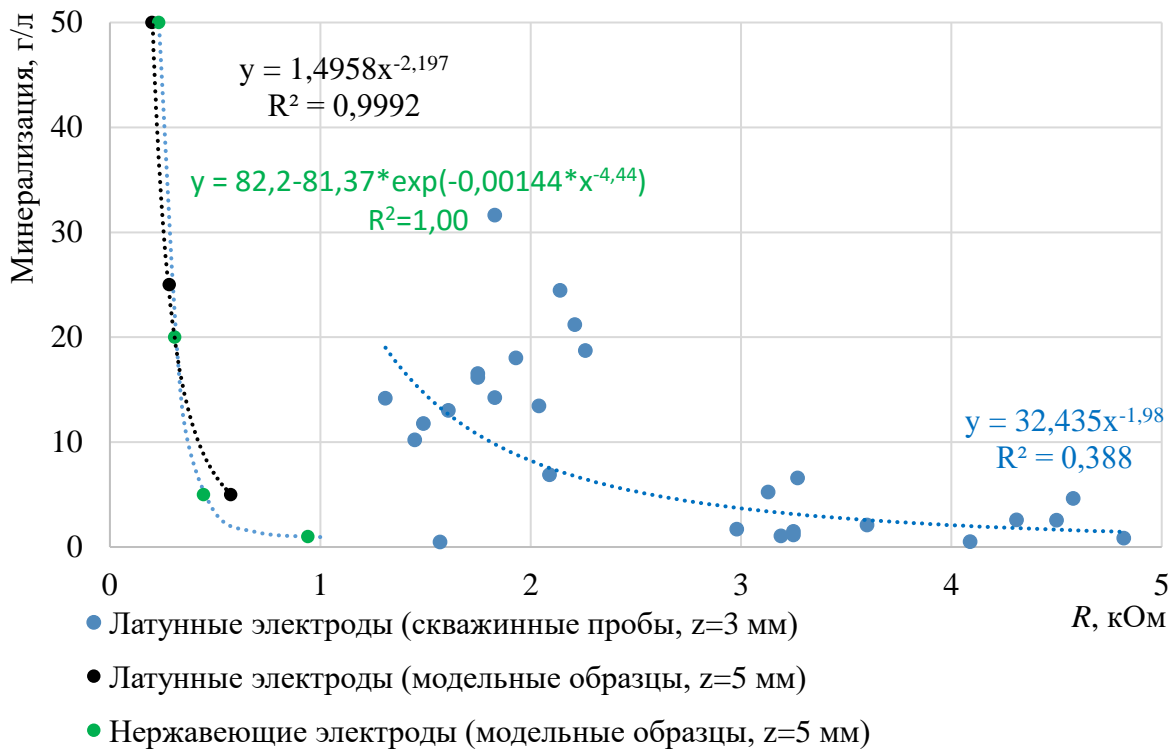


Рисунок 36 – Зависимость минерализации от электрического сопротивления по результатам измерения экспериментальным резистивным датчиком с латунными и нержавеющими электродами

Для оценки влияния скорости газожидкостного потока на наполняемость жидкостью измерительной ячейки ставятся два эксперимента с заглублением датчика 3 и 8 мм. Скорость воздуха контролируется термоанемометром СЕМ DT-8880 (диапазон измерения от 0,1 до 25,0 м/с, абсолютная погрешность не более $\pm 2,26$ м/с). В трубу впрыскивается раствор $NaCl$ с концентрацией 5 г/л с расходом 280 г/мин, что эквивалентно удельному содержанию жидкости в газожидкостном потоке в диапазоне от 5,3 до 1,8 г/м³ при дебите 75-230 тыс. м³/сут, давлении 2 МПа и температуре 10 °С. При этом минерализация контролируется по значению УЭП кондуктометром WTW Cond315i.

В эксперименте с заглублением датчика на 3 мм при ступенчатом увеличении скорости потока воздуха до 15 м/с зафиксировано значительное увеличение электрического сопротивления (Рисунок 37), что объясняется вносом части жидкости из ячейки. При заглублении датчика на 8 мм и ступенчатом снижении скорости потока воздуха от 15 до 5 м/с электрическое сопротивление стабильно и не зависит от скорости потока воздуха (Рисунок 38).

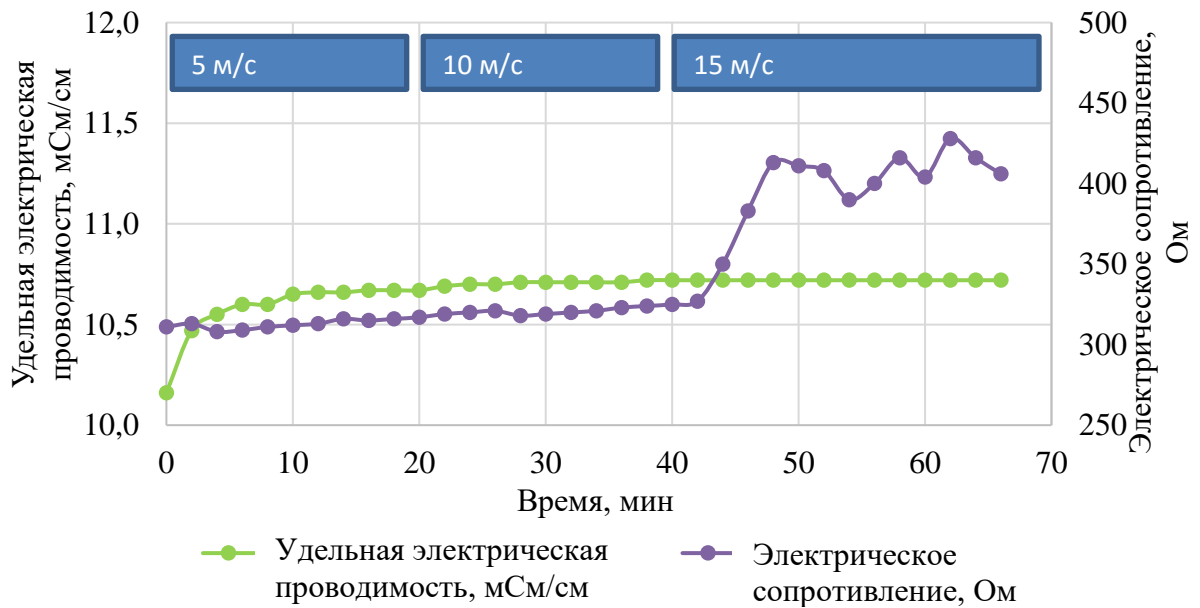


Рисунок 37 – Увеличение электрического сопротивления с увеличением скорости потока воздуха при заглублении датчика на 3 мм при неизменном удельном электрическом сопротивлении по результатам лабораторных экспериментов

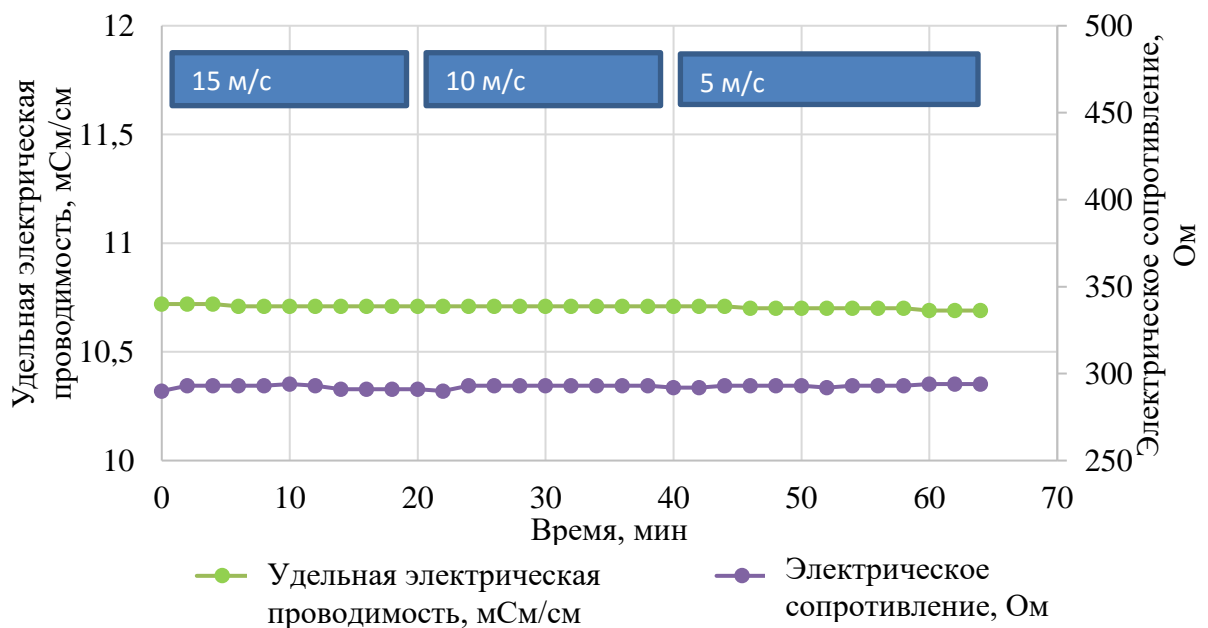


Рисунок 38 - Стабильное электрическое сопротивление при уменьшении скорости потока воздуха при заглублении датчика на 8 мм при неизменном удельном электрическом сопротивлении по результатам лабораторных экспериментов

Итак, результаты лабораторных экспериментов показывают, что при заглублении резистивного датчика с нержавеющей электродами на 8 мм полученные значения электрического сопротивления стабильны и не зависят от скорости потока воздуха.

Влияние углеводородной фазы на результаты измерения электрического сопротивления

Для проведения динамических экспериментов по оценке влияния углеводородной фазы на результаты измерения электрического сопротивления готовится эмульсия из водного раствора хлорида натрия с концентрацией 1 г/л и керосина при их объёмном соотношении раствор/керосин в диапазоне от 68 до 0,4. Солевой раствор и керосин тщательно перемешиваются до образования однородной эмульсии, которая впрыскивается в воздушный поток с помощью перистальтического насоса (Рисунок 39). Далее фиксируются показания с резистивного датчика и делается контрольный замер удельной электропроводности в мерной ёмкости кондуктометром WTW Cond315i (с термокомпенсацией на 25 °С).

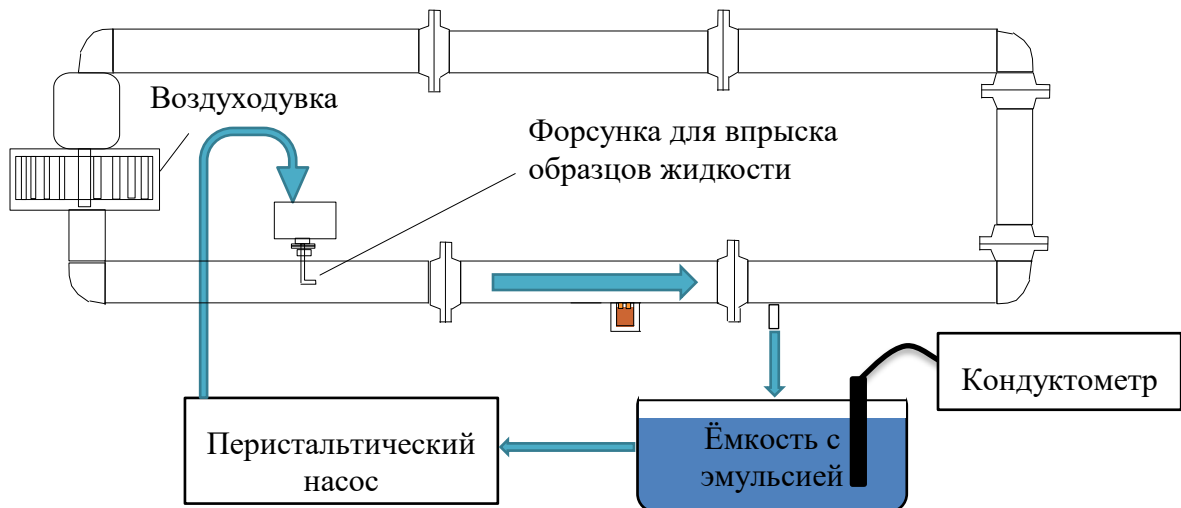


Рисунок 39 - Функциональная схема стенда для экспериментов по оценке влияния углеводородной фазы на результаты измерения электрического сопротивления

Результаты эксперимент показывают, что при поступлении раствора хлорида натрия резистивный датчик фиксирует значение электрического сопротивления около 800 Ом. При поступлении эмульсии значение

электрического сопротивления увеличивается до 1200-1400 Ом независимо от соотношения раствор/керосин и не меняется до последнего этапа, на котором подаётся только керосин, при этом значение электрического сопротивления возрастает до 850 кОм (Рисунок 40).

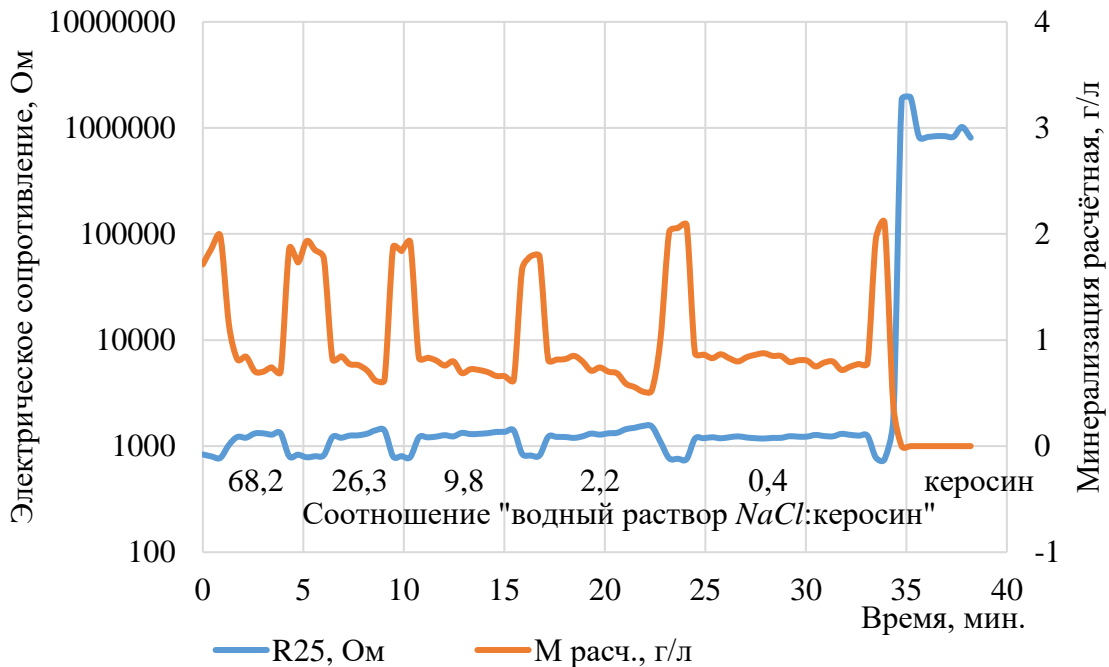


Рисунок 40 – Электрическое сопротивление эмульсии (водный раствор хлорида натрия с концентрацией 1 г/л и керосина) при разном соотношении «раствор NaCl:керосин»

Итак, наличие жидких углеводородов в газожидкостном потоке увеличивает значение электрического сопротивления жидкой фазы, но оно практически постоянное и не зависит от доли жидких углеводородов при соотношении водный раствор/керосин более 0,4. Это, при соответствующей калибровке резистивного датчика, позволяет применять его в обвязке газоконденсатных скважин при объёмном соотношении попутная вода/жидкие углеводороды более 0,4 (объёмная доля жидких углеводородов в жидкости до 72%). Практически этот критерий определяется как отношение расчётных значений удельного количества конденсационной воды (рассчитывается по формуле Р. Ф. Бюкачека [Бюкачек, 1959]) к удельному количеству жидких углеводородов, выделившихся из добываемого газа при изменении термобарических условий при движении флюида от пласта до устья скважины (точки установки резистивного датчика). Удельное количество конденсационной воды – это минимальное содержание воды

в продукции скважины, поэтому если соотношение выполняется при конденсационной воде, то оно выполняется и при наличии дополнительного количества пластовой и/или техногенной воды.

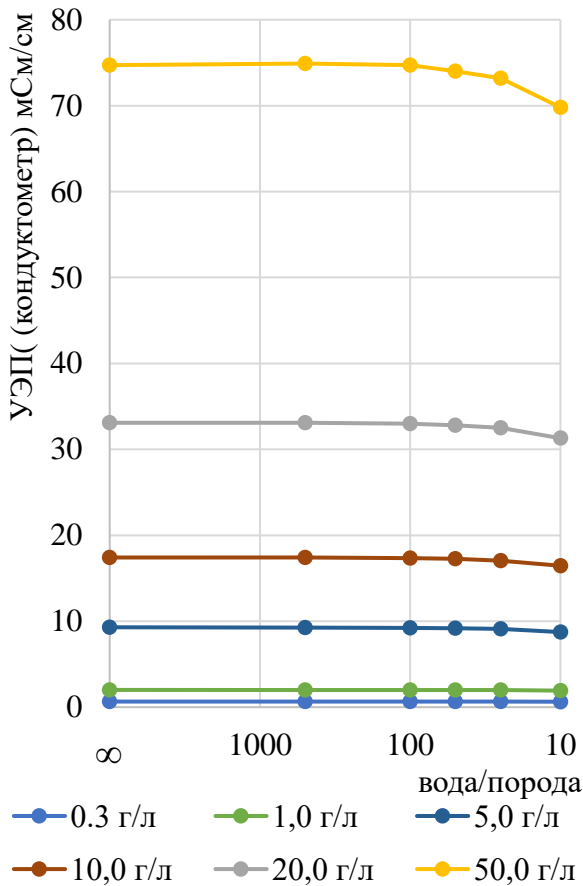
Влияние механических примесей на результаты измерения электрического сопротивления

Механические примеси, представляющие собой в основном частицы породы-коллектора, не проводят электрический ток, в связи с чем важно оценить, как их присутствие (в случае «пескопроявления» скважины) будет влиять на измерение электрического сопротивления жидкости. Для этого выполнена серия статических и динамических экспериментов.

В статическом эксперименте резистивный датчик встраивается в дно ёмкости, в ёмкость наливается 10 мл суспензии состоящая из кварцевого песка фракцией 0,05 мм (среднее значение диаметра механических примесей, выносимых из газовых скважин на сеноманские отложения Западной Сибири по данным ООО "Газпром добыча Надым") и водного раствора хлорида натрия с различными концентрациями (0,3; 1,0; 5,0; 10,0; 20,0 и 50,0 г/л). Затем снимаются показания датчиков, в отдельной ёмкости замеряется удельная электропроводность этих же суспензий кондуктометром WTW Cond315i с датчиком TetraCon 325 и автоматической термокомпенсацией на 25° С. Соотношение вода/порода в суспензии изменяется от 500:1 до 10:1, кроме того для калибровки кондуктометрической ячейки исследованы водные раствора хлорида натрия в чистом виде (без песка).

По результатам анализа статических экспериментов отмечается, что, как и ожидалось, при увеличении доли песка в суспензии проводимость снижается (замер кондуктометром), при этом отклонение заданной минерализации от рассчитанной по УЭП не превышает 7,3% или в абсолютном выражении до 1,1 г/л, что меньше погрешности определения минерализации при гидрохимическом анализе (Рисунок 41).

а)



б)

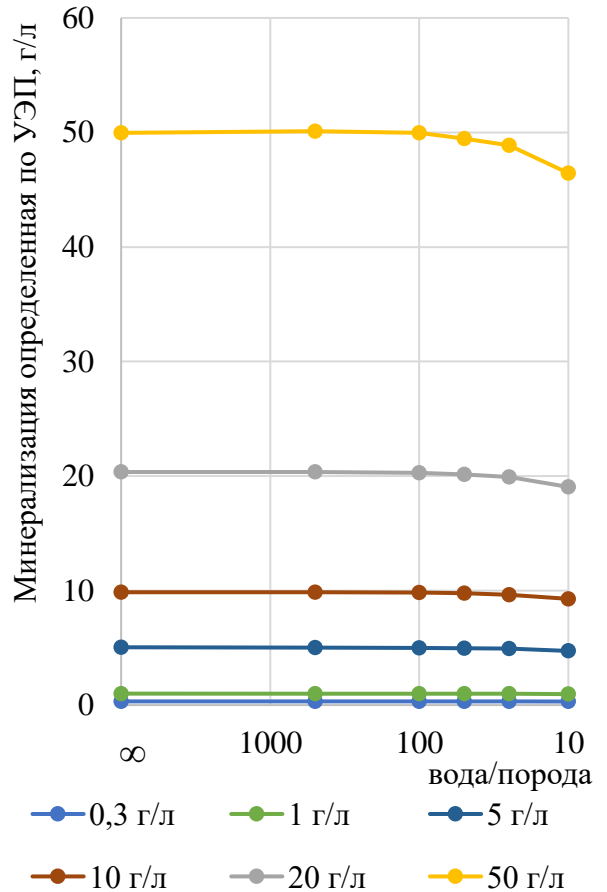


Рисунок 41 – Зависимости удельной электрической проводимости (а) и расчётной минерализации (б) в зависимости от соотношения вода/порода в суспензии

Аналогичные зависимости, но с большими погрешностями получены при измерении электрического сопротивления суспензии резистивным датчиком: отклонение заданной минерализации от рассчитанной по электрической проводимости не превышает 16,2% или в абсолютном выражении до 4,9 г/л, что незначительно выше погрешности определения минерализации при гидрохимическом анализе (12,2%) и позволяет с приемлемой точностью диагностировать поступление пластовой воды даже при удельном выносе механических примесей до 50 раз превышающем допустимую величину $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ [СТО Газпром 2-3.3-945-2015, 2017] (Рисунок 42).

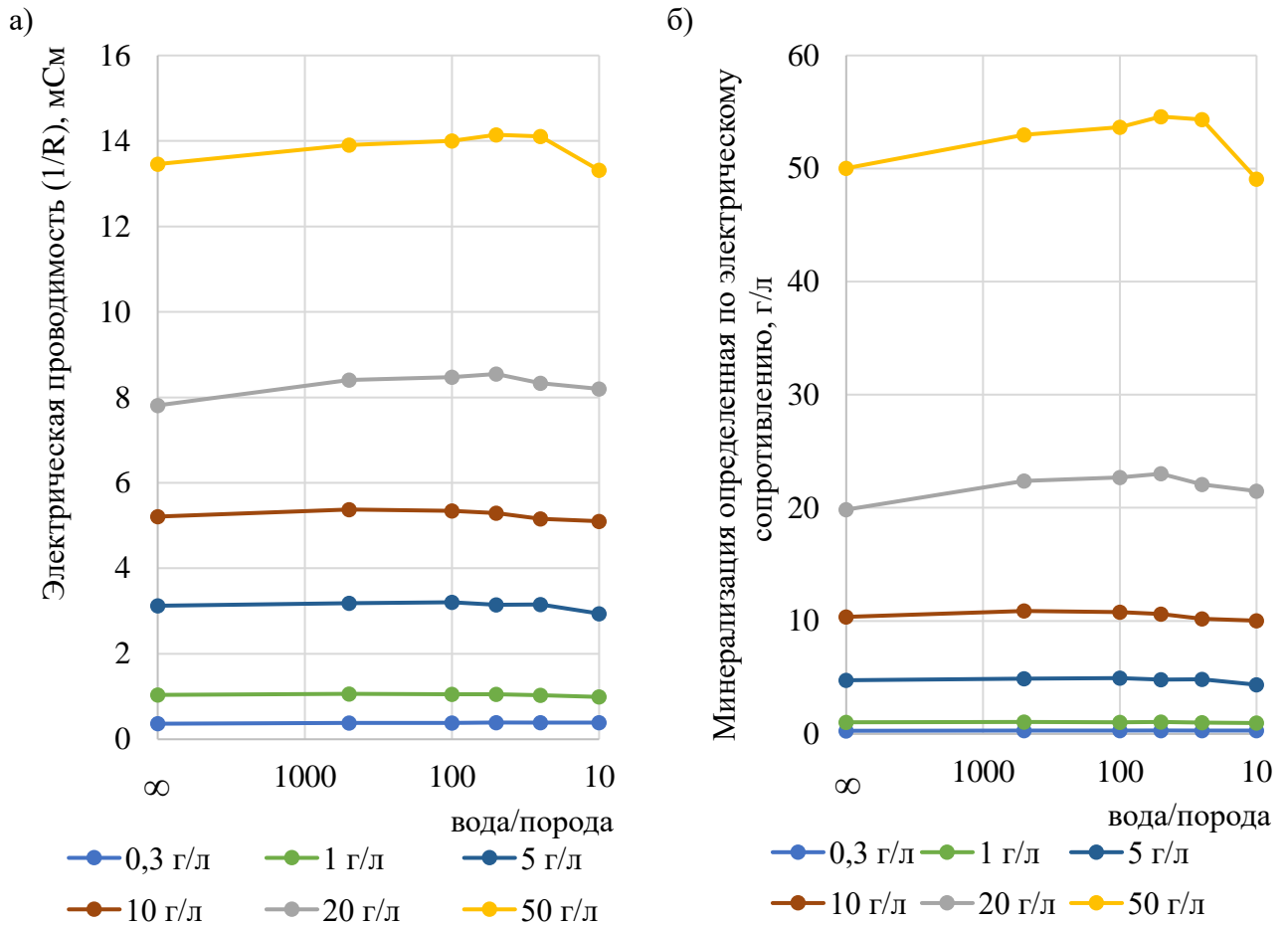


Рисунок 42 – Зависимости электрической проводимости (а) и расчётной минерализации (б) в зависимости от соотношения вода/порода в суспензии

По результатам анализа графиков, отражающих связь истинной минерализации водного раствора хлорида натрия от УЭП измеренной кондуктометром (Рисунок 43) и от проводимости, измеренной резистивным датчиком (Рисунок 44) установлено, что удельная электропроводность растворов суспензии практически не меняется при добавлении кварцевого песка и хорошо согласуется с литературными данными, а проводимость, измеренная резистивным датчиком получилась несколько большей чем для чистого раствора хлорида натрия, что вероятно связано с наличием растворимых примесей в кварцевом песке.

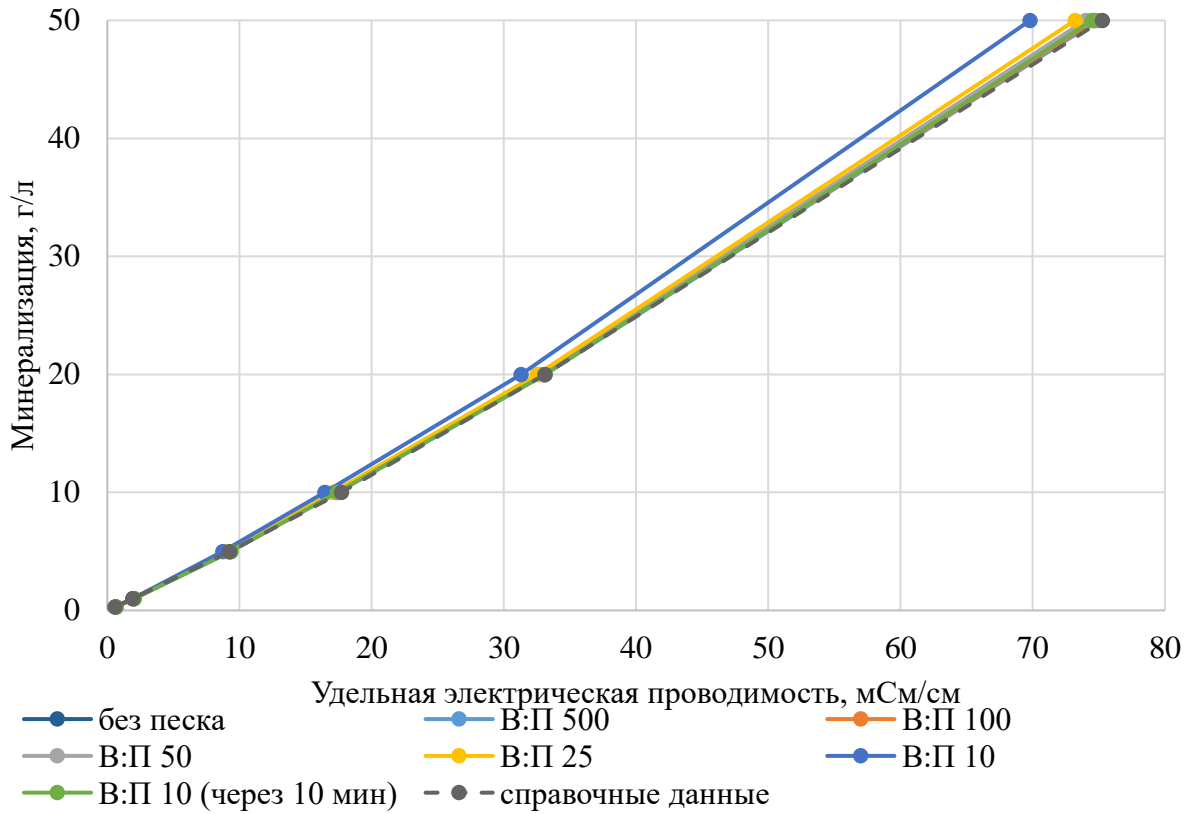


Рисунок 43 – Связь минерализации водного раствора хлорида натрия с измеренной кондуктометром удельной электрической проводимости суспензии

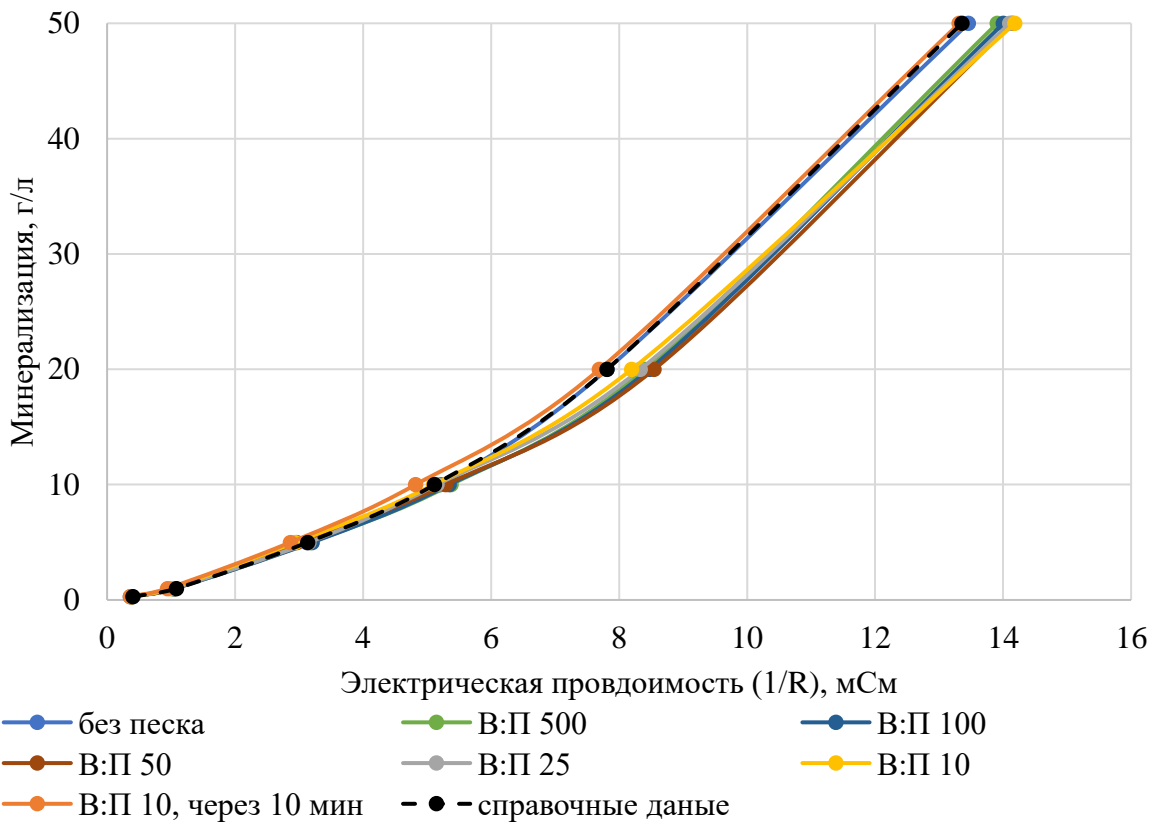


Рисунок 44 - Связь минерализации водного раствора хлорида натрия от измеренной резистивным датчиком электрической проводимости суспензии

Для динамического эксперимента готовится суспензия кварцевого песка с соотношением «вода/порода» 10:1 на основе водного раствора хлорида натрия с минерализацией 0,3 г/л. Вначале измеряется УЭП суспензии в мерной ёмкости кондуктометром WTW Cond315i с термокомпенсацией на 25 °С, затем суспензия подаётся в воздушный поток с помощью перистальтического насоса (схема аналогичная Рисунок 39), далее каждые 30 минут в ёмкость с суспензией при непрерывном перемешивании добавляют по 3 г сухого NaCl. В течении всего эксперимента непрерывно регистрируются показания резистивного датчика, установленного с заглублением 5 мм, при этом наблюдается незначительное снижение сопротивления между добавками хлорида натрия (Рисунок 45), что объясняется испарением части воды под действием сильного воздушного потока, а оставшаяся в растворе соль концентрируется, приводя к росту электропроводности, это подтверждается измерениями кондуктометром и снижением объёма суспензии в мерной ёмкости (Рисунок 46).

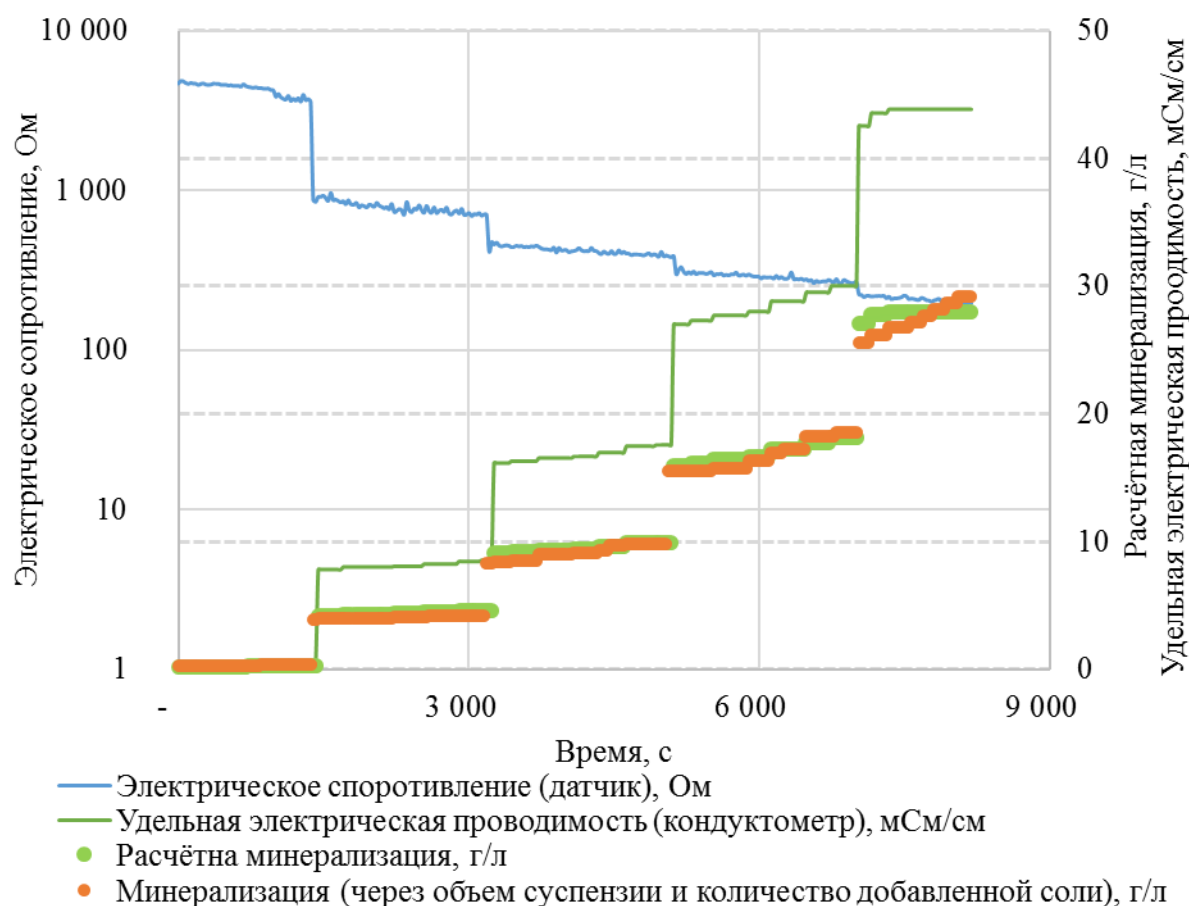


Рисунок 45 – Изменение электрического сопротивления суспензии, удельной электропроводности и минерализации при ступенчатом добавлении хлорида натрия

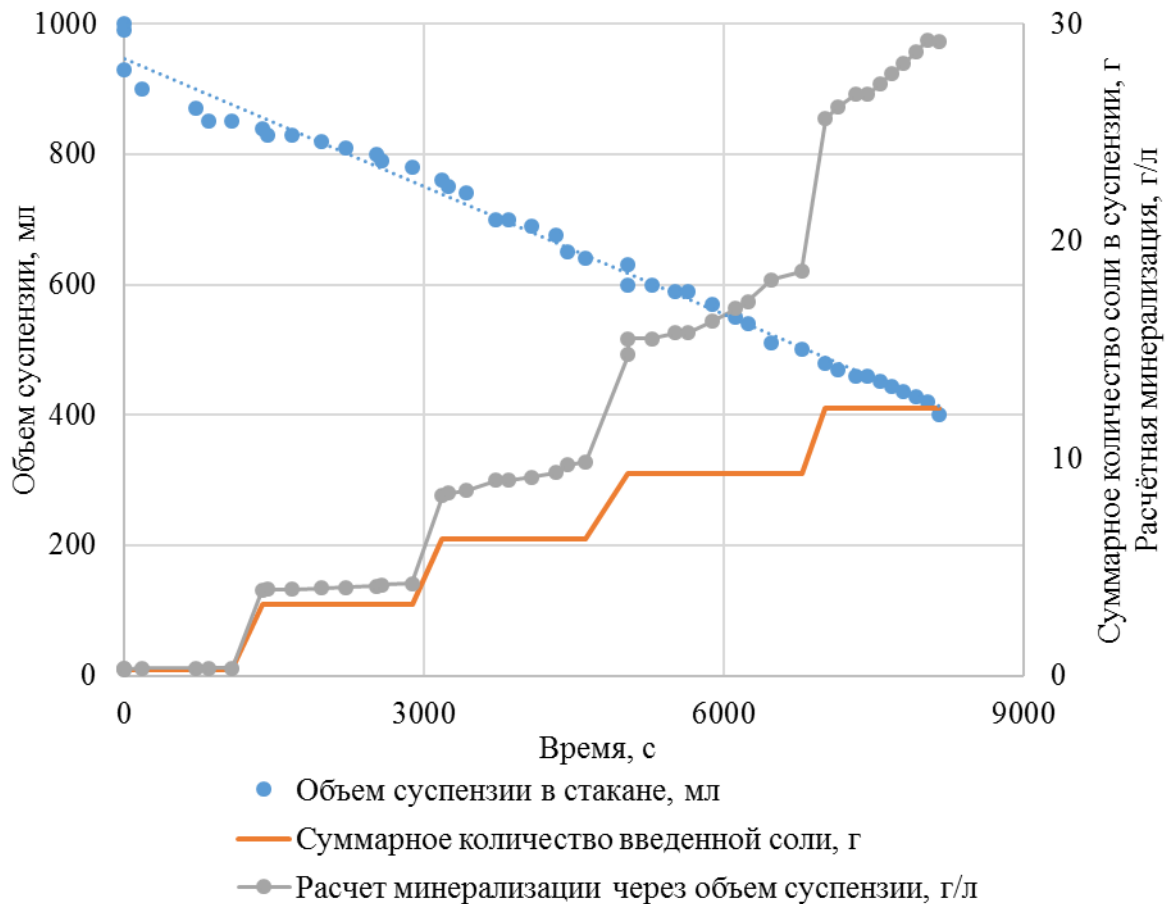


Рисунок 46 – Снижение объема суспензии в течении эксперимента и расчёт минерализации

Результаты статических и динамических экспериментов с суспензиями показывают, что содержание механических примесей в газовом потоке практически не влияет на значения электрического сопротивления и расчётной минерализации при доле механических примесей в жидкой фазе газожидкостного потока до 10% по объёму. Это эквивалентно удельному содержанию механических примесей в газе порядка $20-40 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ (при минимальном содержании в потоке газа жидкости - только конденсационной воды), однако такие режимы работы скважин опасны из-за возможного абразивного износа оборудования и не допускаются (выполняется снижение дебита до снижения удельного выноса механических примесей не более $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ [СТО Газпром 2-3.3-945-2015, 2017]), поэтому поточный резистивный датчик при штатном технологическом режиме работы скважины будет эксплуатироваться в значительно более благоприятных условиях.

2.3. Уточнение ионного состава конденсационной и пластовой воды по результатам переобработки материалов гидрохимического анализа проб попутной воды из скважин на отложения нижнего и верхнего мела Западной Сибири

Типичный ионный состав конденсационной (К), пластовой (П) и техногенной (Т) воды - основа для диагностики генезиса, поэтому важно определять его с высокой степенью достоверности [Каналин, 1997; Чоловский и др., 2002; Кошелев и др., 2014; Абукова, 2015]. Практиками ионный состав пластовой воды первично определяют ещё при геологоразведочных работах (ГРР). Если на качественном уровне с содержанием основных ионов в пробах ошибиться невозможно, то неточность количественного их определения по результатам гидрохимического анализа (ГХА) объясняется изменением состава пластовой воды по площади и глубине, а также плохой отработкой скважины после бурения, на устье которой берутся пробы, что не позволяет получить «чистую» пробу пластовой воды. Например, по результатам бурения и начала эксплуатации пластовая вода залежи ПК₁ (сеноман) Медвежьего месторождения имеет минерализацию в диапазоне от 17,0 до 24,5 г/л [Рахбари, 2012] (а следовательно, и вариативность концентрации ионов) при используемом при диагностике критерии 17-21 г/л [Рекомендации для определения генезиса..., 2013]. Или минерализация пластовой воды залежи ТП₁₋₆ Бованенковского месторождения по результатам ГРР определяется в диапазоне от 8,0 до 12,5 г/л [Коррективы к проекту разработки..., 2003], при практически подтверждённой 14,6 г/л (см. раздел 2.6), что и в этом случае так же затрудняет диагностику генезиса воды.

Для уточнения ионного состава «чистой» попутной воды по фондовым материалам ООО "Газпром добыча Надым" выполнена переобработка результатов ГХА по всем месторождениям за период 2014-2016 гг. (более 10000 проб). Переобработка результатов ГХА заключается в следующем:

1. Исключены сомнительные результаты ГХА, не прошедшие проверку на погрешность определения анионов и катионов (Таблица 10), вычисляемую по формуле [СТО Газпром 6-2005, 2005], %:

$$\varepsilon = \frac{\sum A - \sum K}{\sum A + \sum K} \cdot 100, \quad (23)$$

где $\sum A$ - сумма анионов, ммоль/л;

$\sum K$ - сумма катионов, ммоль/л.

Таблица 10 – Допустимые погрешности при гидрохимическом анализе проб попутной воды [СТО Газпром 6-2005, 2005]

Содержание анионов, ммоль/л	ε , %
> 15	2
15-5,0	3
4,9-3,0	7
2,9-2,0	10
< 2	не регламентируется

2. Оставшиеся результаты ГХА проб и диагностики генезиса попутной воды разделены по типам и выполнен анализ их ионного состава:

- однокомпонентная конденсационная вода выделяется по значению минерализации менее 1 г/л;
- в двухкомпонентной конденсационно-пластовой (К-П) воде, концентрация основных ионов и минерализация линейно возрастают с ростом доли пластовой воды, а так как минерализация пластовой воды значительно выше чем у конденсационной, то соотношения основных ионов остаются почти постоянными независимо от доли пластовой воды. Поскольку в устьевых пробах эксплуатационных скважин всегда присутствует какое-то количество конденсационной воды, то пробы «чистой» пластовой воды выделить невозможно, однако принимая конденсационную воду (пресную) как растворитель, по максимальной минерализации проб конденсационно-пластовой воды можно выявить пробы пластовой воды минимально разбавленные конденсационной, а значит, приближающиеся по своему составу к пластовой воде;
- в связи с разнообразием технических жидкостей аналогичное выделение конденсационно-техногенной (К-Т) воды нецелесообразно. Ионный состав водной части технической жидкости определяется по результатам ГХА или рецептуре подготовленных к закачке в скважину технических жидкостей.

Вопрос применимости технических растворов для разных геолого-технических условий и технологических задач широк и выходит за узкие рамки диссертации. Поэтому область исследования ограничивается только часто используемыми на месторождениях ООО "Газпром добыча Надым" техническими растворами. Они в подавляющем большинстве основаны на хлористом кальции, значительно реже - на хлористом натрии (Таблица 11).

Таблица 11 – Типичный состав технических растворов на месторождениях ООО "Газпром добыча Надым"

Технический раствор	Минерализация,	Содержание ионов, г/л						
		Cl^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	I^-	Br^-
На основе $CaCl_2$	240	153.3	-	0.3	86.7	-	0	22
На основе $NaCl$	249	151.1	-	87.9	0.1	-	5,7	34,4

Минерализация и ионный состав конденсационной воды

Результаты статистического анализа ионного состава проб, диагностированных как конденсационная вода (по минерализации до 1 г/л) показывают, что эти пробы в подавляющем большинстве имеют меньшие значения минерализации. На пример по сеноманским залежам Западной Сибири 90% проб имеют минерализацию менее 0,7 г/л, при среднем значении 0,28 г/л (Рисунок 47, Таблица 12) [Пермяков, 2017]. Это позволяет точнее определять генетический профиль – долю конденсационной, пластовой и техногенной воды.

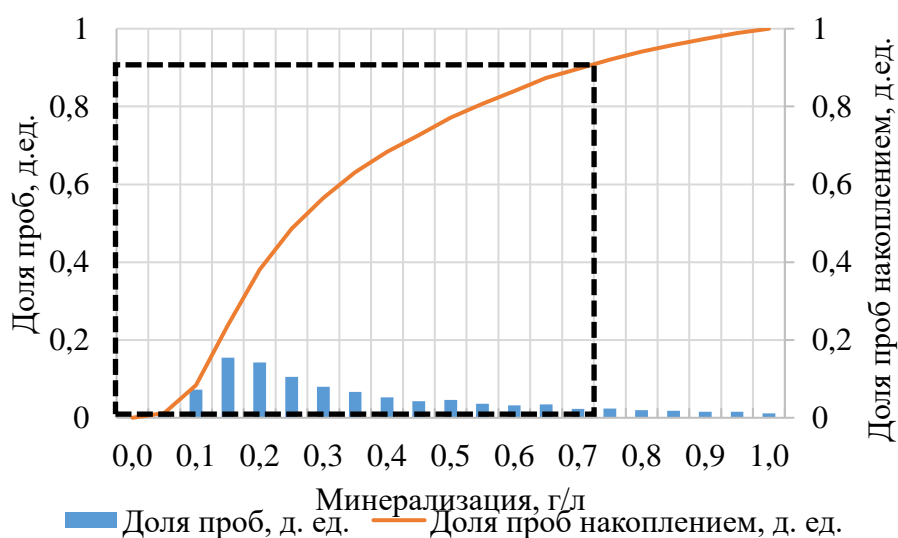


Рисунок 47 – Диаграмма Парето для уточнения минерализации конденсационной воды сеноманских пластов Западной Сибири

Таблица 12 - Уточнённый ионный состав конденсационной воды по результатам переобработки фондовых материалов гидрохимических анализов ООО "Газпром добыча Надым" за 2016-2018 гг.

Месторождение, эксплуатационный объект	Флюид	Минерализация, г/л	Содержание ионов, г/л				
			Cl^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}
Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское, ПК ₁ (сеноман)	Газ	0,28	0,09	0,10	0,05	0,03	0,01
Бованенковское, ТП ₁₋₆ , ТП ₇₋₁₁	Газ+конденсат	0,57	0,08	0,33	0,13	0,02	0,01
Ныдинский участок ТП ₁₋₂	Газ+конденсат	0,68	0,15	0,31	0,19	0,02	0,00
Ныдинский участок ХМ ₂₋₅	Газ+конденсат	0,91	0,35	0,25	0,28	0,03	0,00
Ныдинский участок ПК ₈₋₉	Газ+конденсат	0,61	0,25	0,15	0,19	0,02	0,00
Юбилейное ПК ₁₈₋₂₁	Газ+конденсат	0,52	0,03	0,34	0,15	0,00	0,00

На пример, если для сеноманских газовых залежей (пласт ПК₁) для диагностики принять уточнённое граничное условие отнесения воды к конденсационной по минерализации 0,3 г/л (среднее значение минерализации конденсационной воды) вместо 1,0 г/л, то точность определения доли конденсационной и пластовой воды при низкой минерализации увеличиться на 4% (Рисунок 48).

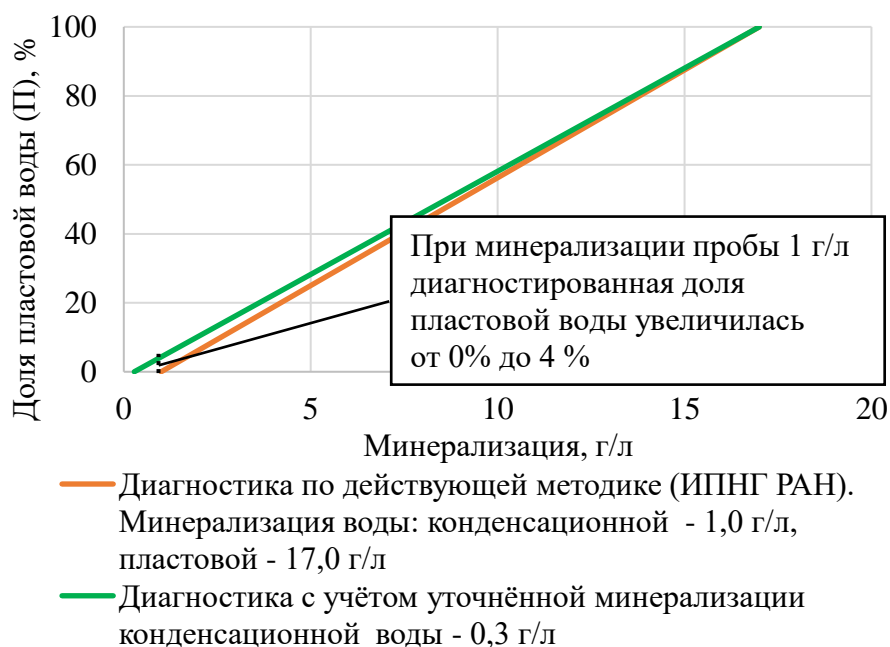


Рисунок 48 – Влияние уточненного ионного состава конденсационной воды сеноманских пластов Западной Сибири на диагностику генезиса

Ионный состав пластовой воды газовых залежей верхнего мела (сеноман)

Сеноманские газовые залежи Западной Сибири специалистами приурочены к верхнеальб-сеноманскому водоносному комплексу (толща водоносных пород, более или менее однородная по характеру водонасыщенности и возрасту, представляющая собой систему водоносных горизонтов и относительно водоупорных пород) с пластовой водой хлоридно-натриевого состава хлор-кальциевого типа (по классификации В. А. Сулина) [Создание базы данных..., 2008]. Как показывают результаты современных исследований, коррелятивными элементами пластовой воды сеноманского горизонта являются значение минерализации (17-21 г/л), значения концентрации Na^+ и Cl^- , генетический коэффициент $\frac{rNa^+}{rCl^-}$, изменяющийся от 0,73 до 1,10 при среднем значении 0,92 и не зависящий от доли пластовой воды в К-П воде [Рекомендации для определения генезиса..., 2013; Абукова и др., 2015].

Для уточнения ионного состава пластовой воды после исключения из выборки конденсационно-пластовых проб, проб с минерализацией менее 1 г/л, диагностируемых как конденсационная вода, строятся графики зависимости концентрации ионов и генетических коэффициентов от доли пластовой воды (Рисунок 49). На графиках видно, что при доле пластовой воды 100% отмечается аномальный рост концентрации основных ионов. Это объясняется тем, что в методике ИПНГ РАН для сеноманской пластовой воды минерализация заложена по нижнему пределу значений - 17 г/л, однако по значению коэффициента $\frac{rNa^+}{rCl^-}$, характерному для пластовой воды, «аномальные» пробы относятся к пластовой воде, кроме того перестроив графики в зависимости от минерализации, тренды сохраняются вплоть до минерализация 20,6 г/л, что соответствует максимальной концентрации основных ионов: Na^+ - 7,4 г/л, Cl^- - 12,2 г/л. Остальные ионы из-за низкого коэффициента корреляции не могут быть количественными индикаторами пластовой воды.

Результаты переинтерпретации диагностики генезиса конденсационно-пластовой воды, выполненной с учётом уточнённого состава пластовой воды и

линейной зависимости концентрации основных ионов и минерализации от доли пластовой воды, показывают, что ранее диагностированная доля пластовой воды завышена до 18 % (Рисунок 50-51).

Аналогичным образом уточнён ионный состав пластовых вод других пластов Западной Сибири по данным ООО "Газпром добыча Надым" (Таблица 13).

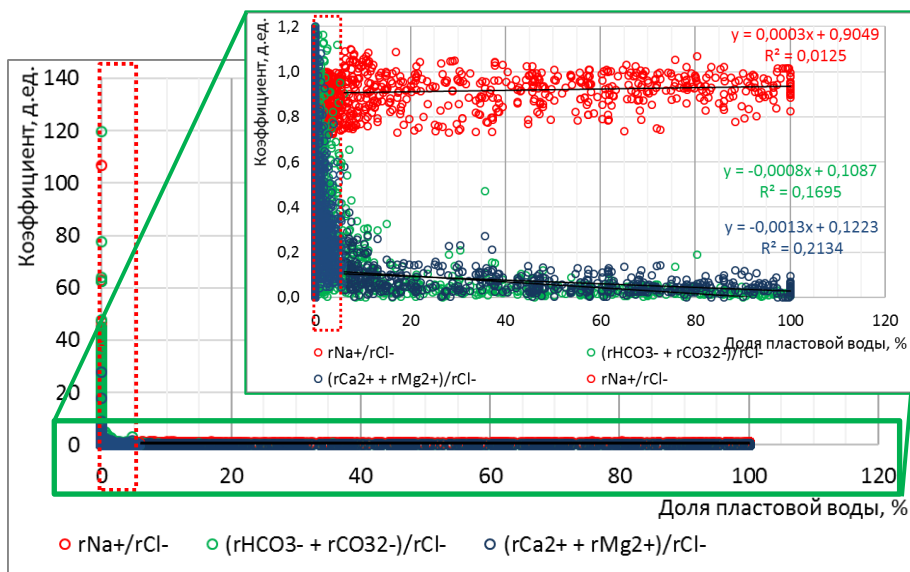
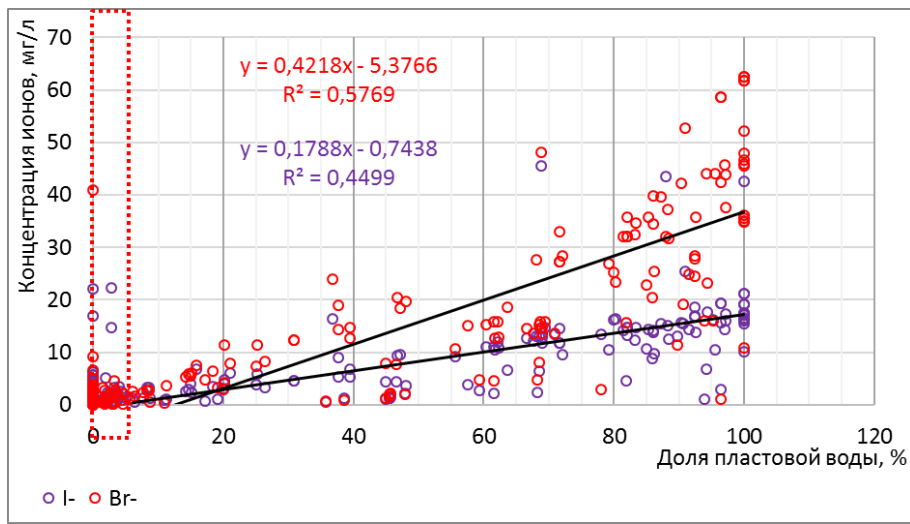
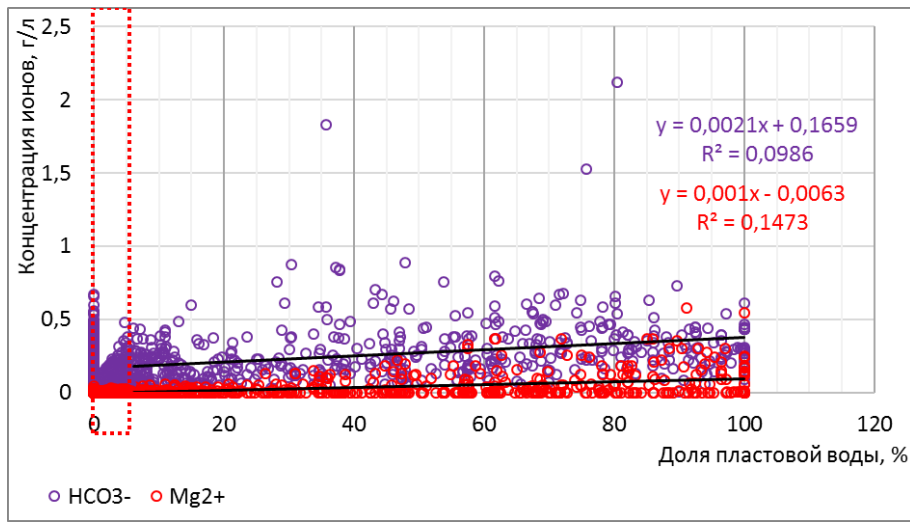
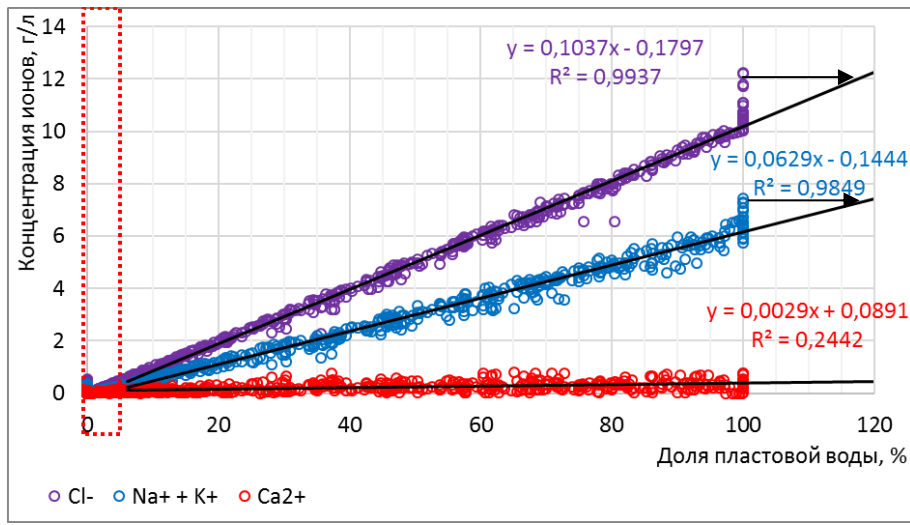


Рисунок 49 - Концентрация ионов и генетические коэффициенты в зависимости от доли пластовой воды в конденсационно-пластовой воде по методике ИПНГ РАН

- пробы с минерализацией менее 1 г/л – 100% конденсационная вода - исключены из переобработки проб К-П воды

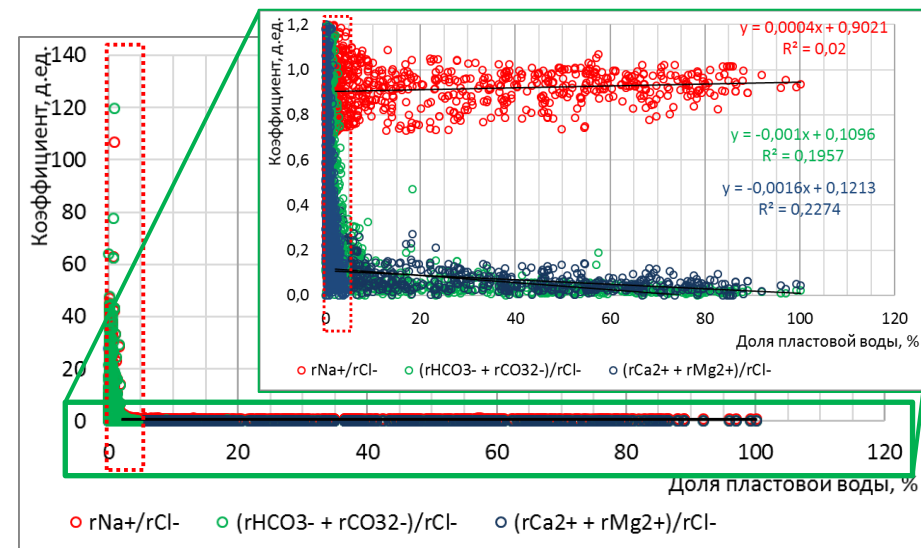
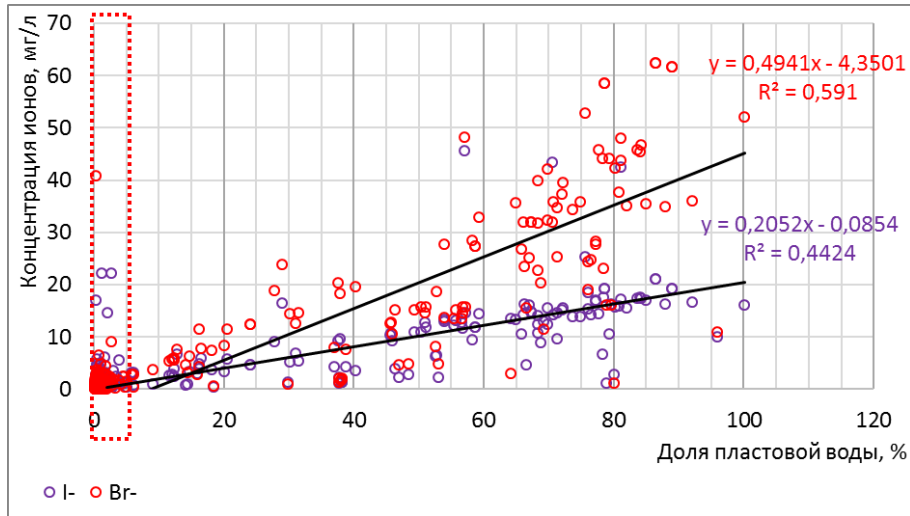
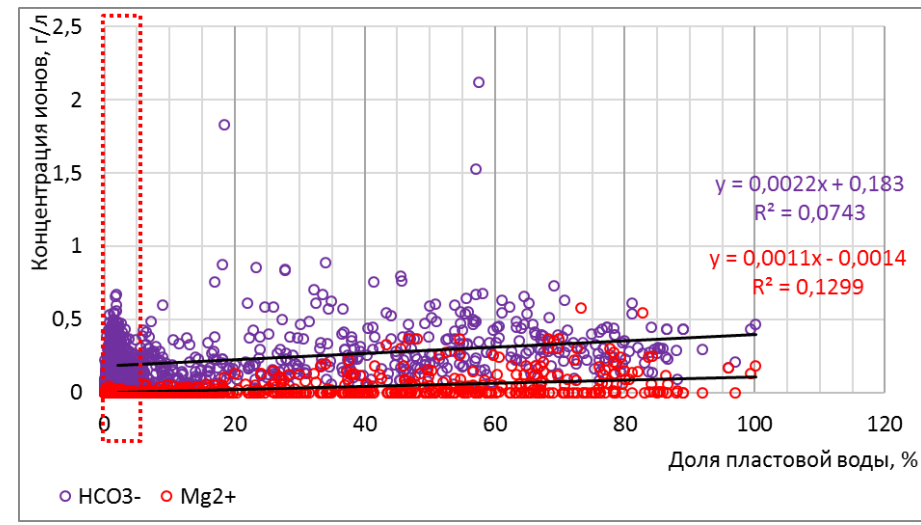
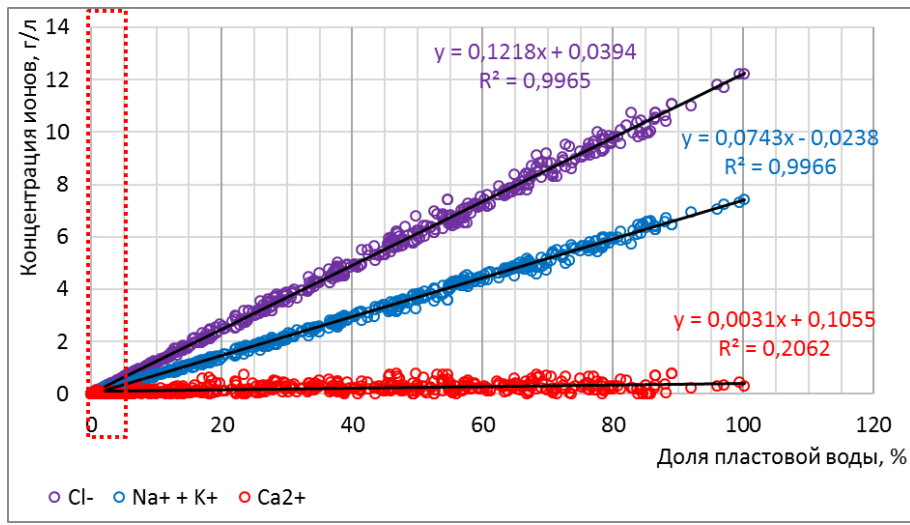


Рисунок 50 - Концентрации ионов и генетические коэффициенты в зависимости от доли пластовой воды в конденсационно-пластовой воде с учётом уточненного состава пластовой воды по методике ИПНГ РАН

□ - пробы с минерализацией менее 1 г/л – 100% конденсационная вода - исключены из переобработки проб К-П воды

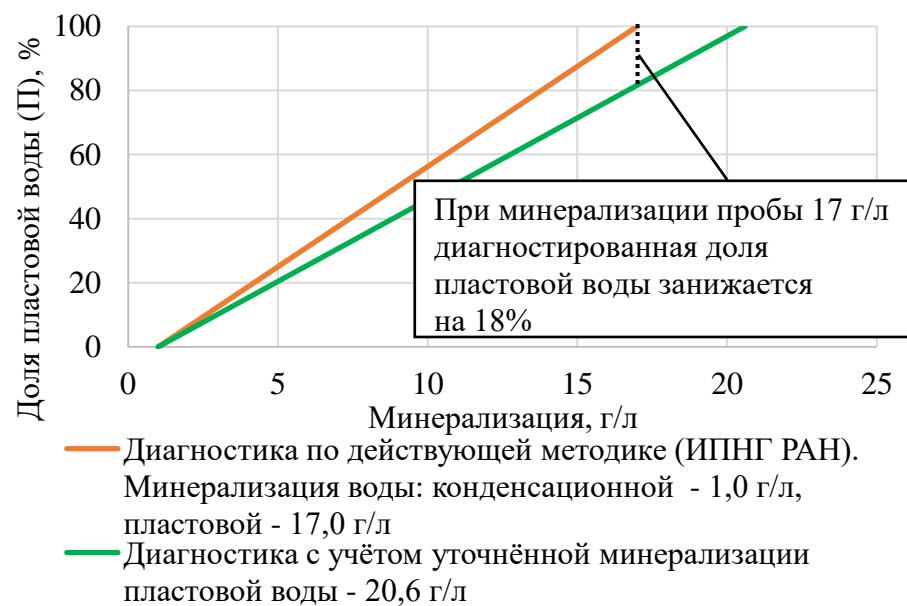


Рисунок 51 – Влияние уточненного ионного состава пластовой воды на диагностику генезиса

Таблица 13 - Уточненный ионный состав пластовой воды по результатам переобработки фоновых материалов гидрохимических анализов ООО "Газпром добыча Надым" за 2016-2018 гг.

Месторождение, эксплуатационный объект	Флюид	Минерализация, г/л	Концентрация ионов, г/л						
			Cl^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	I	Br^-
Пласт ПК ₁ (Медвежье, Юбилейное, Ямсовейское месторождения)	Газ	20,6	13,2	0,4	8,2	0,8	0,12	15-25	40-50
Юбилейное ПК ₁₈₋₂₁	Газ+конденсат	16,1	9,2	0,7	6,0	0,1	0,08	13	38
Юбилейное АУ ₁₀₋₁₁	Газ+конденсат	14,1	8,3	0,3	5,0	0,4	0,04	20	41
Бованенковское ТП ₁₋₆	Газ+конденсат	14,6	7,7	1,4	5,4	0,1	-	-	-
Ныдинский участок ТП ₁₋₃ , ХМ ₂₋₅ , ПК ₈₋₉	Газ+конденсат	19,3	11,2	0,7	7,2	0,1	0,14	18	40

Ионный состав пластовой воды газоконденсатных залежей нижнего мела

Для газоконденсатных залежей нижнемеловых отложений Ныдинского участка Медвежьего НГКМ и Юбилейного НГКМ в настоящее время, с учётом их особенностей, методика диагностики генезиса попутной воды не разработана, а для Бованенковского НГКМ, методика диагностики, разработанная ИПНГ РАН (Приложение Д), не применима из-за использования технических растворов, основанных на водном растворе соли $NaCl$. Пластовая вода этих залежей специалистами приурочена к баррем-аптскому водоносному комплексу с водой хлоридно-натриевого состава гидрокарбонатно-натриевого типа (по классификации В. А. Сулина) [Создание базы данных..., 2008]. Эта особенность позволяет использовать гидрокарбонат ион как индикаторный элемент пластовой воды при диагностике генезиса попутной воды.

Уточнение ионного состава пластовой воды нижнемеловых залежей Бованенковского НГКМ выполняется аналогично для газовых залежей верхнего мела, только, в виду отсутствия достоверной методики диагностики, графики концентрации ионов строятся в зависимости от минерализации, а не от доли пластовой воды. Для переобработки использованы 111 проб попутной воды по скважинам с признаками притока пластовой воды (вынос попутной воды, значительно превышающий расчётный вынос конденсационной воды) и пробы из скважин, перфорированных в интервалах с неясным насыщением по результатам ГИС. Исходя из предположения, что общая выборка проб представлена двухкомпонентной конденсационно-пластовой водой, строятся графики зависимости концентрации основных ионов от минерализации. Пробы воды, концентрация ионов которых значительно отклоняется от линейного тренда, вследствие чего они не могут быть отнесены к конденсационно-пластовой воде, из переобработки исключаются (Рисунок 52, чёрный пунктирные круги). Оставшиеся пробы попутной воды относятся к конденсационно-пластовой воде. На графиках зависимости концентрации основных (Рисунок 53), второстепенных ионов (Рисунок 54) и микрокомпонентов (Рисунок 55) от минерализации видна их линейная связь, причём значимая корреляция отмечается только по основным

ионам Cl^- , Na^+ , HCO_3^- (Таблица 14), что позволяют считать их индикаторными элементами пластовой воды.

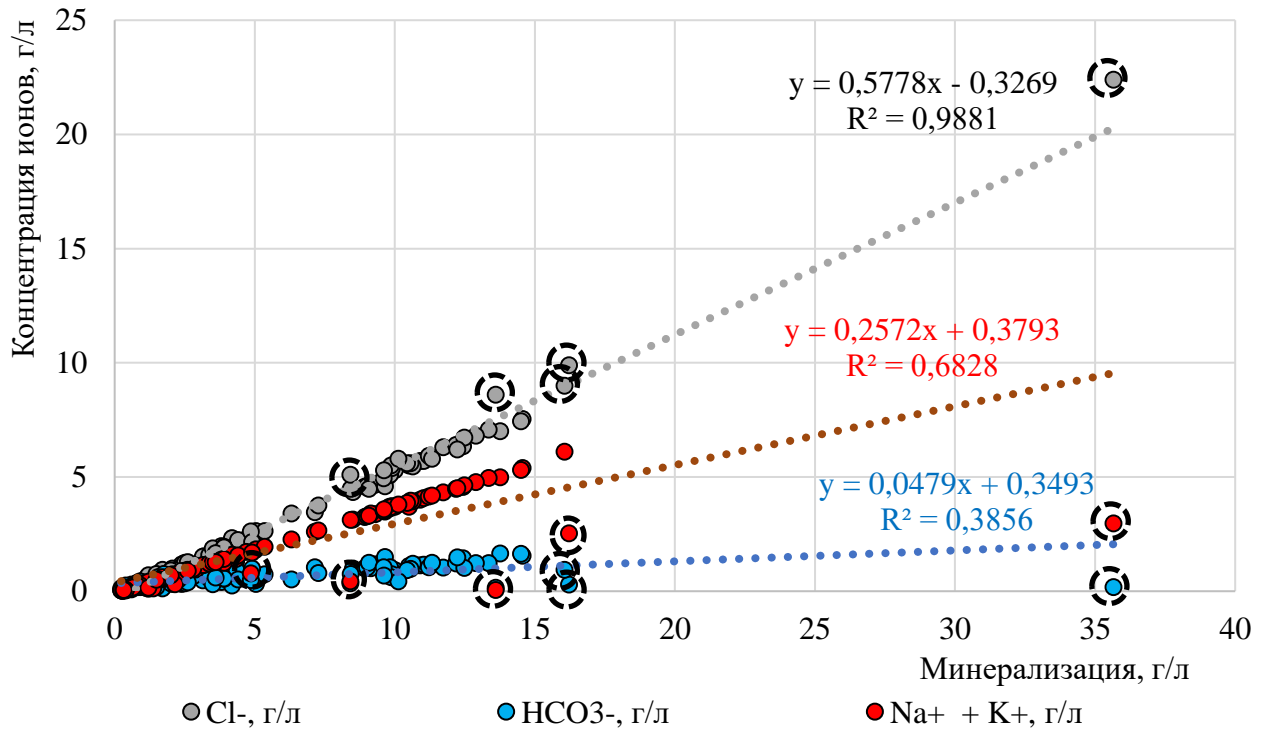


Рисунок 52 – Концентрация основных ионов в зависимости от минерализации. Общая выборка по пробам из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ

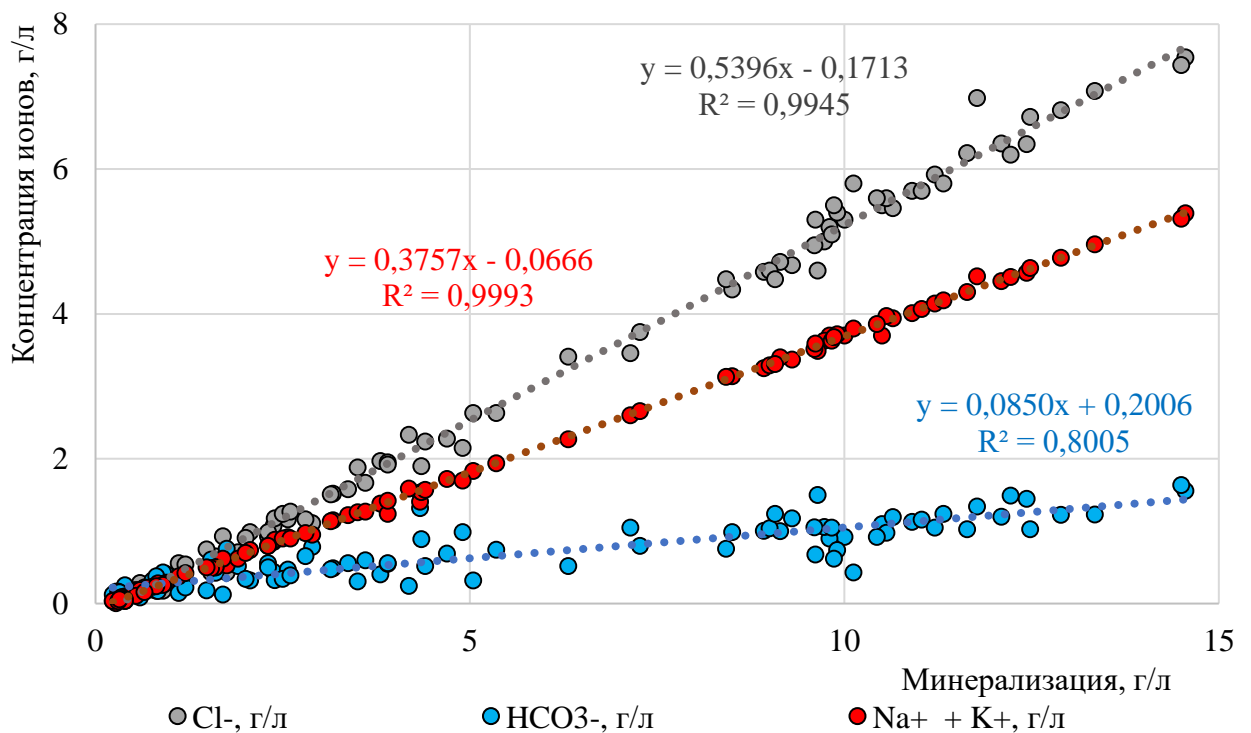


Рисунок 53 - Концентрация основных ионов в зависимости от минерализации. Выборка конденсационно-пластовых проб из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ после исключения проб значительно отклоняющихся от тренда

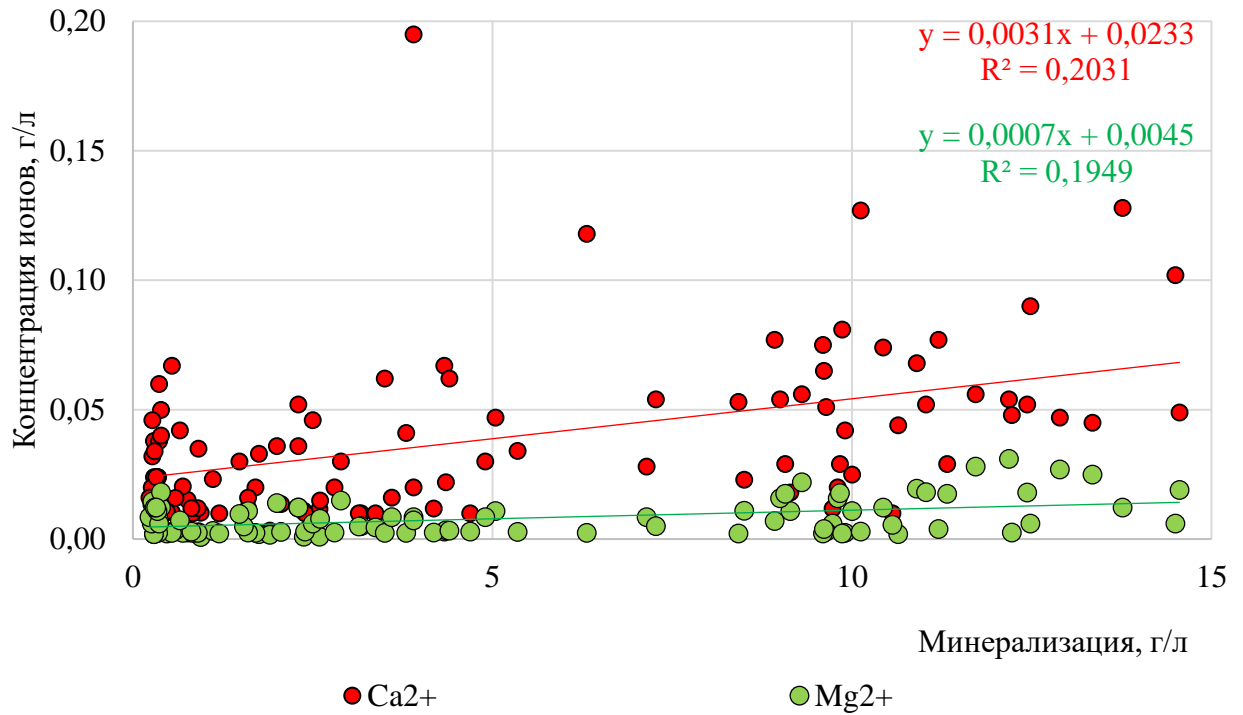


Рисунок 54 - Концентрация второстепенных ионов в зависимости от минерализации. Выборка конденсационно-пластовых проб из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ после исключения проб значительно отклоняющихся от тренда

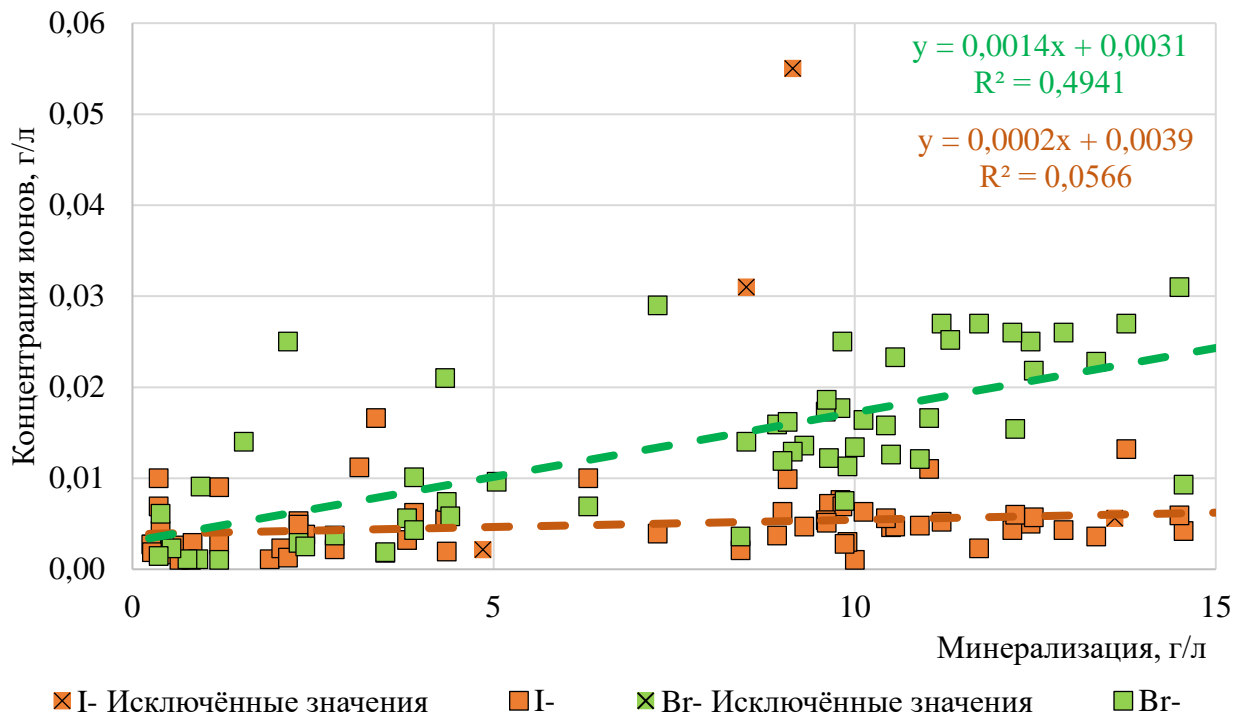


Рисунок 55 - Концентрация микрокомпонентов в зависимости от минерализации. Выборка конденсационно-пластовых проб из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ после исключения проб значительно отклоняющихся от тренда

Таблица 14 - Коэффициенты корреляции pH и ионного состава с минерализацией для конденсационно-пластовых проб из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ

	pH	Cl^-	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	I^-	Br^-
M	0,15	1,00	0,80	1,00	0,20	0,19	0,06	0,49

Сохранение линейных трендов по основным ионам отмечается до величины минерализации 14,6 г/л, это указывает на типичный состав для 100% пластовой воды пластов ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ: концентрация Cl^- составляет 7,7 г/л, $Na^+ + K^+$ - 5,4 г/л, HCO_3^- - 1,4 г/л.

Хотя Ca^{2+} не является коррелятивным элементом, но его концентрация в К-П воде не превышает 0,1 г/л, что можно использовать как диагностический признак (Рисунок 56).

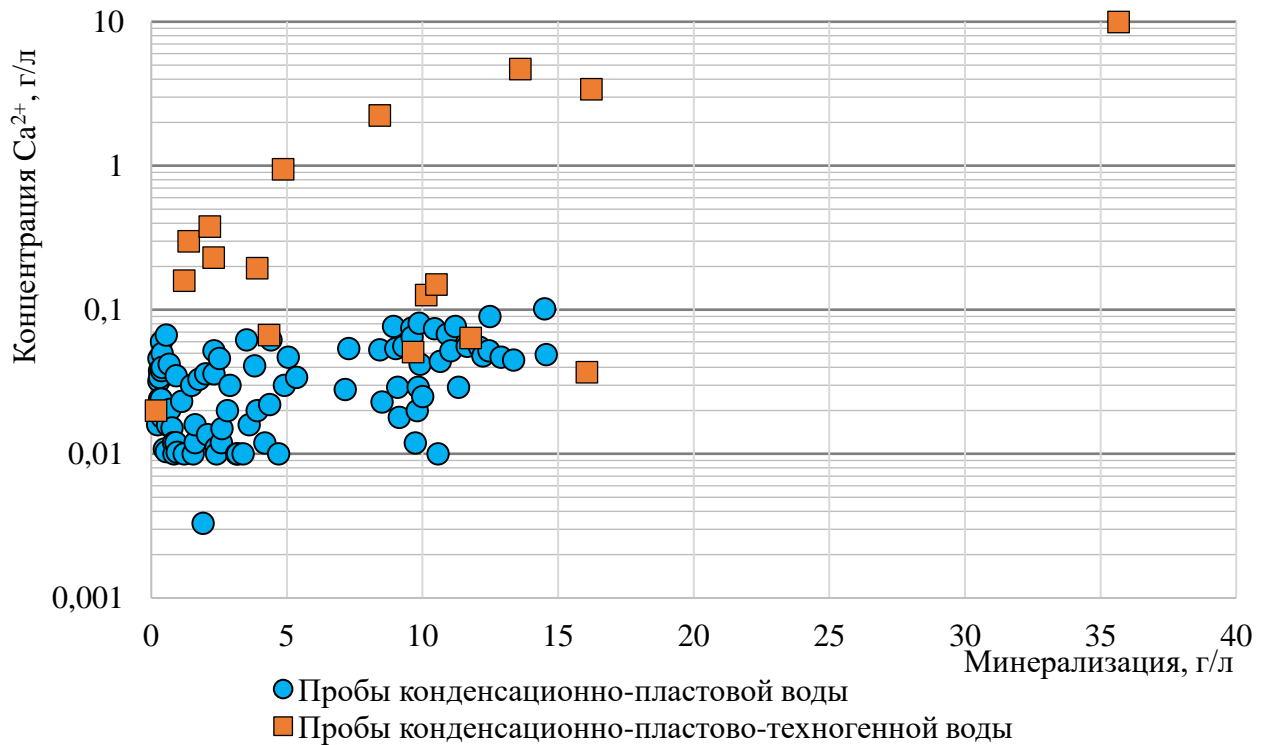


Рисунок 56 – Зависимость концентрации Ca^{2+} от минерализации в пробах из скважин на пласты ТП₁₋₆ Бованенковского НГКМ

Заниженный коэффициент корреляции по иону HCO_3^- связан с его нестабильностью, что подтверждается дополнительными исследованиями. С каждой скважины отбирается по 3 пробы попутной воды в пластиковые бутылки; по пробе № 1 гидрохимический анализ выполняется в день отбора; по пробе № 2 - через 7 суток и пробе № 3 - через 30 суток; пробы не консервируются; хранятся в тёмном месте при комнатной температуре в закрытой пластиковой таре. При

анализе полученных данных отмечается рост концентрации гидрокарбонат иона (определённой титрованием) с увеличением времени после отбора проб (Рисунок 57): на 7-ые сутки в среднем на 37%; на 30-е сутки - 108 %; по отдельным пробам отмечается снижение концентрации, по другим - скачкообразный рост в течение 7 суток. Эти данные говорят о том, что измерение концентрации гидрокарбонатов необходимо выполнять в течение первых суток после отбора пробы в соответствии с рекомендациями [СТО Газпром 6-2005, 2005; СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019, 2019].

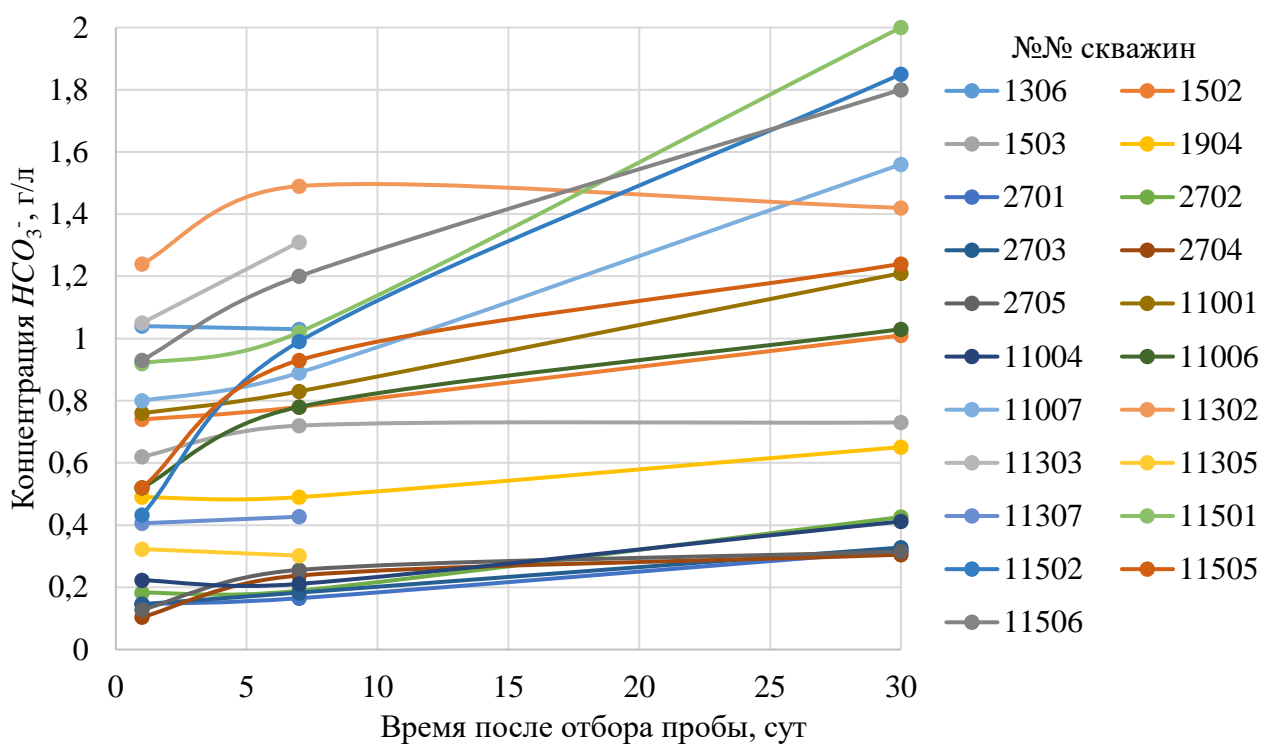


Рисунок 57 - Изменение концентрации HCO_3^- во времени

Таким образом по результатам переобработки фондовых материалов гидрохимических исследований попутной воды и по анализам специально отобранных проб получен значительно уточнённый состав пластовой воды месторождений ООО "Газпром добыча Надым" (см. Таблица 13), что важно для повышения точности диагностики генезиса попутной воды.

Анализ частоты встречаемости разных типов попутной воды на месторождениях ООО "Газпром добыча Надым"

По результатам статистического анализа результатов диагностики попутной воды из скважин на отложения нижнего и верхнего мела Западной Сибири за 2009-2019 гг. (по данным ООО "Газпром добыча Надым") показано, что за указанный период соотношение частоты встречаемости типов воды практически не изменяется: значительная часть проб, около 60% от общего количества отбираемых проб, представлена конденсационной водой, 15% проб представлены конденсационно-пластовой водой и оставшиеся 25% проб представлены двух- и трёхкомпонентными смесями техногенной воды с другими типами (Рисунок 58).

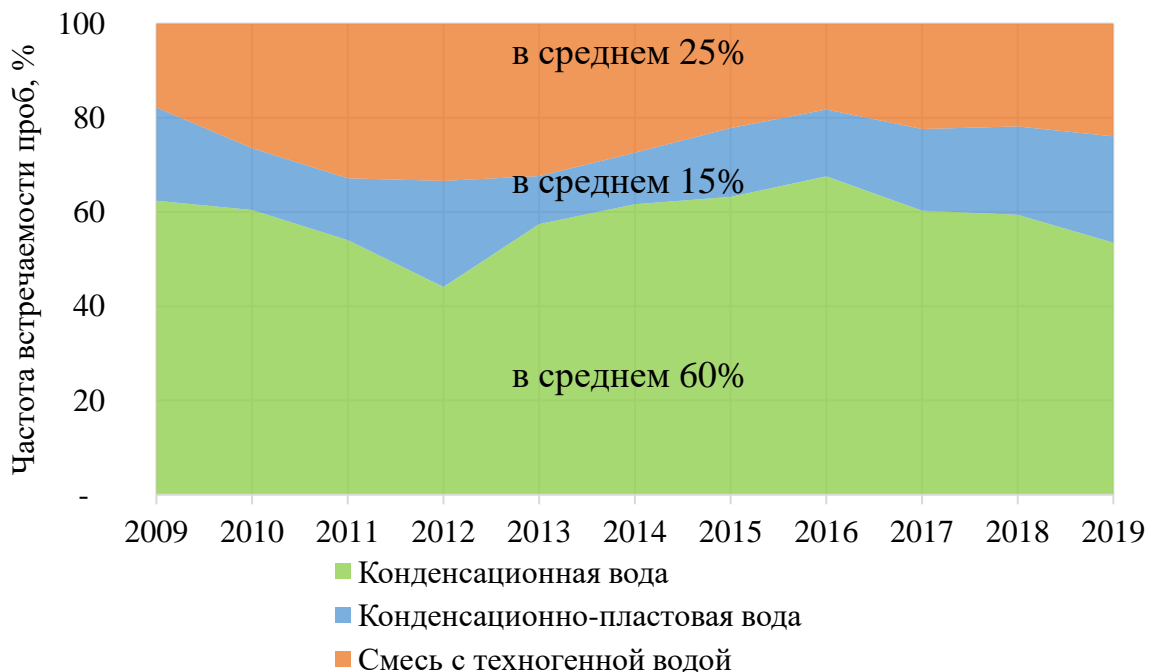


Рисунок 58 – Встречаемость проб с разными типами воды на месторождениях ООО "Газпром добыча Надым" за период 2009-2019 гг.

Такое разделение попутной воды на группы не случайно и позволяет эффективно контролировать работу скважин и подбирать геолого-технические мероприятия (ГТМ). При отсутствии обводнения попутная вода представлена только конденсационной и осложнения в эксплуатации скважины могут возникнуть только при накоплении этой воды на забое скважины – в этом случае осуществляется подбор технологии эксплуатации низкодебитных скважин. Появление пластовой воды связано с обводнением продуктивного пласта (продвижение ГВК по вертикали или латерали) или неудовлетворительным

техническим состоянием скважины (не герметичность эксплуатационной колонны и забоя, заколонная циркуляция флюидов) – требуется капитальный ремонт скважины (КРС). После проведения КРС в продукции скважины обычно резко увеличивается содержание техногенной жидкости за счёт выноса растворов, поглощённых пластом при выполнении КРС. Со временем содержание техногенной воды уменьшается, что указывает на нормальную отработку скважины после КРС; появление же после КРС пластовой воды свидетельствует о низком качестве ремонта и продолжающемся обводнении скважины.

2.4. Разработка способов диагностики попутной воды

Из публикаций не известны методики определения физико-химических параметров попутной воды, напрямую позволяющие определять тип попутной воды. Все они основаны на определении значений коррелятивных элементов (концентрация ионов-индикаторов и их отношения - генетические коэффициенты). Интерпретация результатов этих определений с учётом свойств и состава «чистых» типов воды позволяет определить генетический профиль воды, т.е. долю конденсационной, пластовой и техногенной воды.

Анализ точности действующей методики диагностики попутной воды

Методика ИПНГ РАН (разработана сотрудниками Института проблем нефти и газа Российской академии наук) применяется для диагностики смеси состоящей из конденсационной воды, пластовой воды (хлоридно-натриевого состава гидрокарбонатно-натриевого и хлор-кальциевого типов) и техногенной воды на основе хлорида кальция.

Для определения генетического профиля в интервале минерализации от 1 до 22 г/л (расчётные массивы 4-14, Приложение Г) необходимо знать термобарические условия в пласте и в точке отбора пробы для расчёта количества выделившейся из паровой фазы пластового газа конденсационной воды. При минерализации более 22 г/л (расчётные массивы 15-16, Приложение Г) не

выделяется доля конденсационной воды, и пробы диагностируются только как двухкомпонентная пластово-техногенная вода, что не отражает действительности.

Возможности любой методики диагностики генезиса попутной воды можно оценить по результатам сравнения долевого состава модельной пробы с результатом её диагностики по модельному ионному составу, в том числе с учётом влияния погрешности определения диагностических параметров (Таблица 15).

Таблица 15 – Модельные пробы смеси конденсационной, пластовой и техногенной воды, минерализация и концентрация основных ионов в них, в том числе с учётом погрешности гидрохимического анализа попутной воды

Генетический профиль модельной пробы, %			Концентрация ионов-индикаторов модельной пробы, г/л					Концентрация ионов-индикаторов модельной пробы с учётом погрешности определения (вариант случайной величины погрешности в пределах допустимых значений), г/л				
К	П	Т	<i>M</i>	<i>Cl</i>	<i>Na</i> ⁺	<i>Ca</i> ²⁺	<i>HCO</i> ₃ ⁻	<i>M</i>	<i>Cl</i>	<i>Na</i> ⁺	<i>Ca</i> ²⁺	<i>HCO</i> ₃ ⁻
100	0	0	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.4	0.1	0.1	0.0	0.2
80	20	0	4.4	2.5	1.6	0.1	0.0	3.4	1.7	1.2	0.0	0.5
60	40	0	8.4	4.9	3.0	0.1	0.0	6.3	3.5	2.2	0.0	0.6
40	60	0	12.5	7.3	4.5	0.2	0.0	9.4	4.9	3.4	0.0	1.0
20	80	0	16.5	9.7	6.0	0.2	0.0	13.1	6.8	5.1	0.0	1.3
0	100	0	20.6	12.1	7.5	0.3	0.0	13.9	7.5	5.1	0.0	1.2
80	0	20	48.3	30.8	0.1	17.4	0.0	48.8	31.1	0.1	17.4	0.2
60	20	20	52.3	33.1	1.6	17.4	0.0	53.0	34.2	1.4	17.0	0.4
40	40	20	56.4	35.5	3.1	17.5	0.0	57.2	35.5	2.6	18.4	0.8
20	60	20	60.4	37.9	4.6	17.5	0.0	54.5	33.5	3.1	16.9	1.0
0	80	20	64.5	40.3	6.1	17.5	0.0	62.0	37.9	4.7	18.1	1.2
60	0	40	96.2	61.4	0.1	34.7	0.1	96.8	64.5	0.2	31.9	0.2
40	20	40	100.3	63.8	1.6	34.7	0.1	103.4	66.1	1.2	35.7	0.4
20	40	40	104.3	66.2	3.1	34.8	0.1	103.7	68.3	2.1	32.6	0.7
0	60	40	108.3	68.6	4.6	34.8	0.1	106.2	64.6	3.2	37.5	0.8
40	0	60	144.1	92.0	0.2	52.0	0.1	144.1	94.8	0.2	48.9	0.2
20	20	60	148.2	94.4	1.7	52.1	0.1	147.3	89.8	1.3	55.7	0.4
0	40	60	152.2	96.8	3.2	52.1	0.1	154.2	94.1	2.7	56.7	0.7
20	0	80	192.1	122.7	0.2	69.4	0.2	204.3	127.6	0.2	76.3	0.2
0	20	80	196.1	125.1	1.7	69.4	0.2	193.0	126.7	1.4	64.5	0.5
0	0	100	240.0	153.3	0.3	86.7	0.2	245.7	153.3	0.3	91.9	0.2

На графиках (Рисунок 59, а) видно, что по методике ИПНГ РАН доля конденсационной воды в конденсационно-техногенной и конденсационно-пластово-техногенной воде не выделяется, корректно диагностируется долевым составом только конденсационно-пластовой воды. Кроме того, при вариативности концентрации ионов-индикаторов (до 18%) и минерализации (до 12%) в пределах погрешности гидрохимического анализа [СТО Газпром добыча Надым 5.056-2019, 2019] точность диагностики даже конденсационно-пластовой воды значительно снижается, вплоть до $\pm 45\%$ (Рисунок 59, б, красная стрелка), что связано с выходом натрий-хлорного генетического коэффициента за диапазон характерный для пластовой воды..

С учётом частоты встречаемости проб (см. Рисунок 58), методика ИПНГ РАН позволяет диагностировать до 75 % всех проб (конденсационную и конденсационно-пластовую воду), однако диагностика проб с минерализацией выше чем у пластовой воды недостаточно качественна. Следовательно, эффективность методики ИПНГ РАН не достаточна для контроля обводнения и контроля результатов геолого-технических мероприятий. В таком случае требуется разработка методики диагностики генезиса попутной воды, которая бы охватывала все возможные комбинации смешивания разных типов воды.

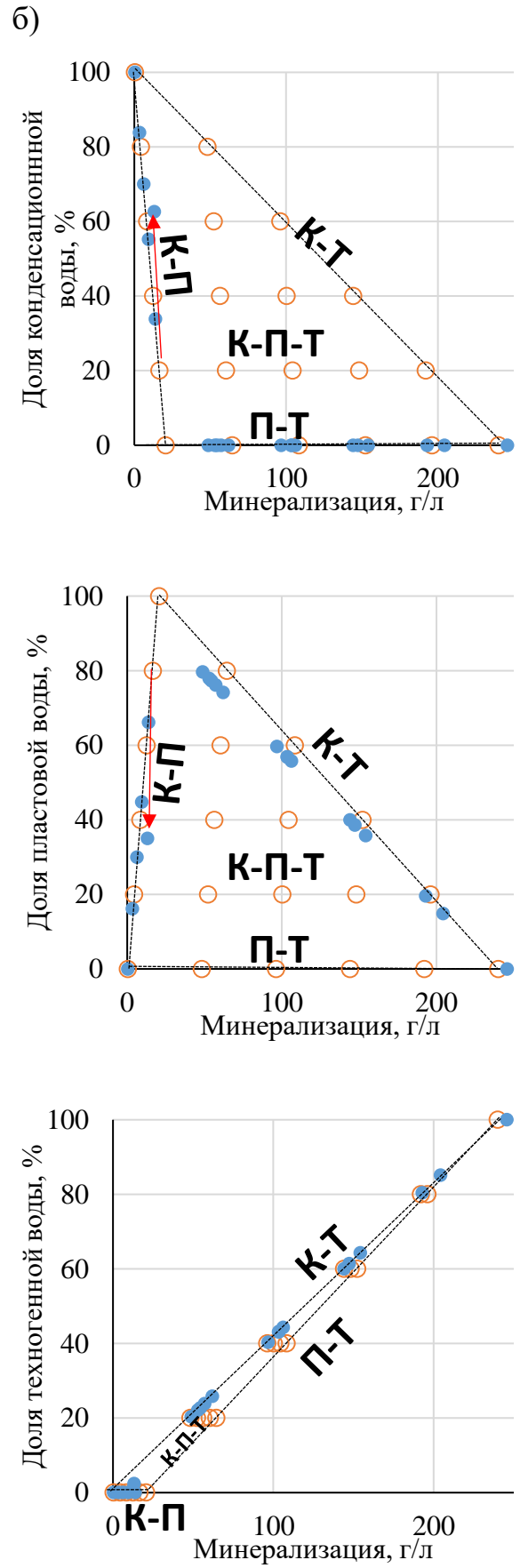
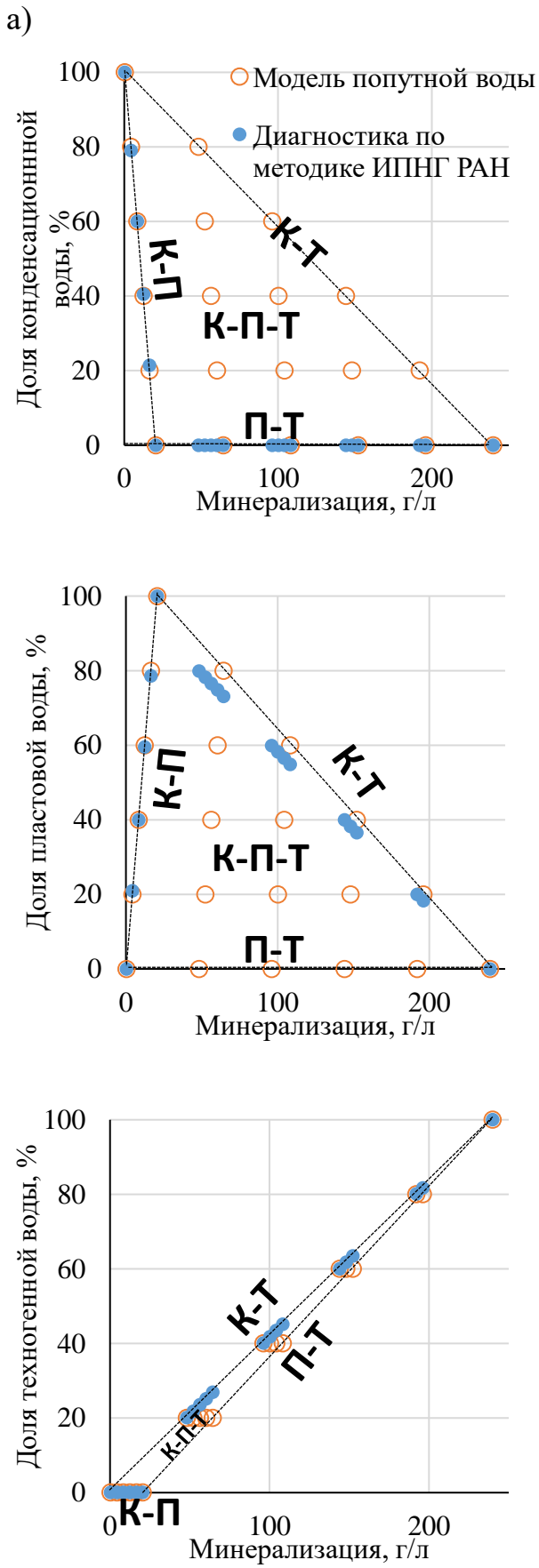


Рисунок 59 – Оценка точности диагностики генезиса попутной воды по методике ИПНГ РАН: а) без учёта погрешности, б) с учётом погрешности определения концентрации диагностических признаков при гидрохимическом анализе (до $\pm 18\%$)

Диагностика попутной воды по минерализации и априорным данным о проведении геолого-технических мероприятий

Применение поточного резистивного датчика позволяет определять только удельную электрическую проводимость (УЭП) попутной воды, а через неё – минерализацию. Этого недостаточно для диагностики генезиса поскольку зависимость УЭП от минерализации различна для разных типов воды (растворов электролитов), поэтому дополнительным критерием при диагностике является информация о применении на скважине технических жидкостей при выполнении геолого-технических мероприятий (ГТМ), что позволяет выделить попутную воду, представленную двухкомпонентной смесью конденсационно-пластовой воды и двух- и трёхкомпонентные смеси с техногенной водой [Пермяков, 2019].

Диагностика по минерализации рекомендуется к применению на первом этапе непрерывного контроля за обводнением скважин и заключается в следующем (Приложение В). Практика разработки газовых месторождений показывает, что вода с минерализацией менее 1 г/л – конденсационная (К) [Кошелев, 2014; Абукова, 2015]. Бóльшая минерализация указывает на приток пластовой (П) и/или техногенной (Т) воды. Если в скважине не проводились какие-либо ГТМ, связанные с закачкой в скважину технических жидкостей, то выносимая вода представляет собой смесь конденсационной и пластовой (К-П). В этом случае, при известной минерализации конденсационной и пластовой воды, доля пластовой воды определяется по формуле А. Р. Ахундова [цит. по: Чоловский и др., 2002]:

$$S_{\text{пл}} = \frac{(M - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} \cdot 100\%, \quad (24)$$

где $S_{\text{пл}}$ – доля пластовой воды в пробе;

M , $M_{\text{кон}}$, $M_{\text{пл}}$ – минерализация пробы попутной воды, конденсационной (принята 1 г/л) и пластовой, г/л.

Если минерализация пробы выше, чем у пластовой воды или если отбору проб предшествовала закачка в скважину технической жидкости, то диагностика

по минерализации с приемлемой точностью невозможна, в этом случае необходимо использовать дополнительные диагностические признаки, полученные по результатам гидрохимического анализа (ГХА) пробы воды, и другие методики диагностики, основанные на концентрации ионов в пробе и их отношениях – генетических коэффициентах. Эффективно использовать сокращённый гидрохимический анализ - только на диагностические признаки - и диагностика графоаналитическим способом (на основе концентрации ионов натрия, кальция и минерализации), представленным в следующем подразделе [Способ диагностики попутных..., 2019; Способ диагностики попутных..., 2020].

Вместе с тем, по минерализации пробы качественная оценка возможной минимальной и максимальной доли пластовой и техногенной воды - возможна. Вначале рассчитывается возможное максимальное и минимальное содержание того типа воды, минерализация которой выше (в рассматриваемых геолого-технических условиях ООО "Газпром добыча Надым" это техногенная вода), затем рассчитывается возможное максимальное и минимальное содержание типа воды с меньшей минерализацией, и наконец рассчитывается доля конденсационной воды как остаток от 100% за вычетом средних значений максимальной и минимальной доли техногенной и пластовой воды.

Если предположить, что 3-х компонентная конденсационно-пластово-техногенная (К-П-Т) проба попутной воды в частном случае представляет собой смесь конденсационной и технической воды, то рассчитывается возможное максимальное содержание техногенной воды $S_{\text{техн}}^{\text{макс}}$ по формуле:

$$S_{\text{техн}}^{\text{макс}} = \frac{(M - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{техн}} - M_{\text{кон}})} \cdot 100\%, \quad (25)$$

Если предположить, что проба представляет собой смесь пластовой и техногенной (П-Т) воды, то минимальное содержание техногенной воды $S_{\text{техн}}^{\text{мин}}$ рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{техн}}^{\text{мин}} = \frac{(M - M_{\text{пл}})}{(M_{\text{техн}} - M_{\text{пл}})} \cdot 100\% , \quad (26)$$

где $M_{\text{техн}}$ – минерализация водной части технической жидкости, закаченной в скважину при последнем геолого-техническом мероприятии, г/л.

Затем, если предположить, что проба попутной воды представляет собой смесь пластовой и техногенной воды, рассчитывается максимальное содержание пластовой воды $S_{\text{пл}}^{\text{макс}}$, из предположения, что доля техногенной воды минимальна, а оставшаяся часть воды представляет собой пластовую воду:

$$S_{\text{пл}}^{\text{макс}} = \frac{(M - M_{\text{техн}} S_{\text{техн}}^{\text{мин}} - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} = \frac{(M - \frac{S_{\text{техн}}^{\text{мин}} \cdot M_{\text{техн}}}{100} - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} \cdot 100\% , \quad (27)$$

и максимальное содержание пластовой воды $S_{\text{пл}}^{\text{мин}}$ из предположения, что доля техногенной воды максимальна, а остаток представлен пластовой водой, причём при $M \leq M_{\text{пл}}$ используется формула 24:

$$S_{\text{пл}}^{\text{мин}} = \frac{(M - M_{\text{техн}} S_{\text{техн}}^{\text{макс}} - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} = \frac{(M - \frac{S_{\text{техн}}^{\text{макс}} \cdot M_{\text{техн}}}{100} - M_{\text{кон}})}{(M_{\text{пл}} - M_{\text{кон}})} \cdot 100\% , \quad (28)$$

где $M_{\text{техн}}^{\text{мин}}$, $M_{\text{техн}}^{\text{макс}}$ – часть минерализации пробы за счет присутствия техногенной воды в минимальной и максимальной доле соответственно, г/л.

Наконец, минимальная доля конденсационной воды $S_{\text{кон}}^{\text{макс}}$ рассчитывается как остаток за вычетом максимальной доли пластовой и техногенной воды, а максимальная доля конденсационной воды $S_{\text{пл}}^{\text{мин}}$ рассчитывается как остаток за вычетом минимальной доли пластовой и техногенной воды:

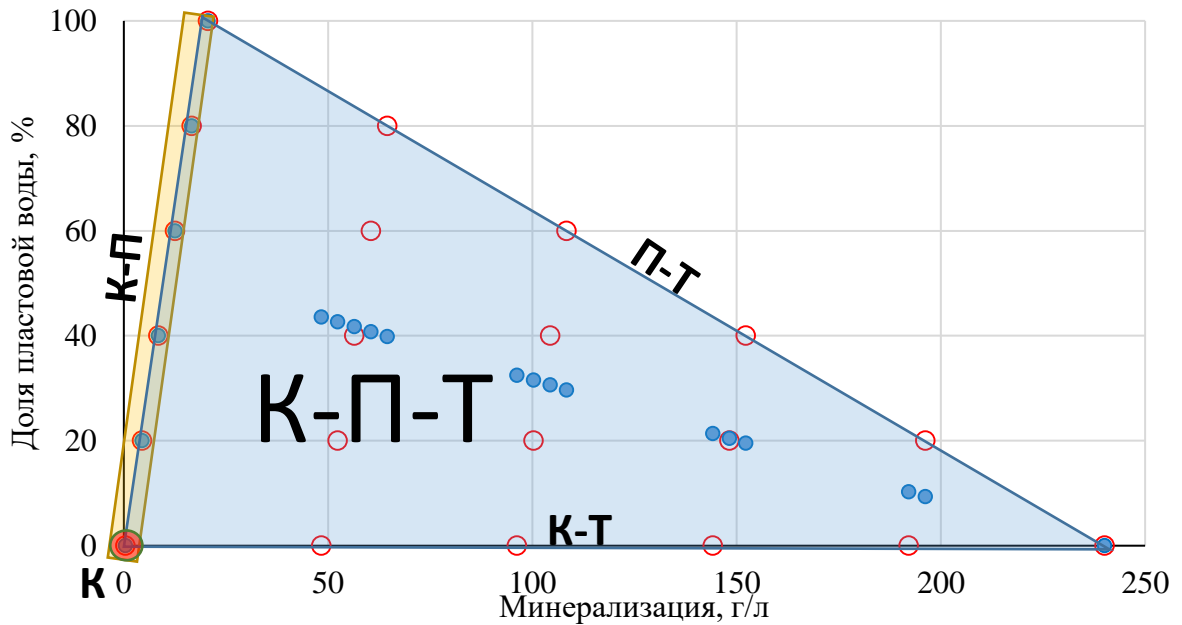
$$S_{\text{кон}}^{\text{макс}} = 100 - S_{\text{пл}}^{\text{мин}} - S_{\text{техн}}^{\text{мин}} , \quad (29)$$

$$S_{\text{кон}}^{\text{мин}} = 100 - S_{\text{пл}}^{\text{макс}} - S_{\text{техн}}^{\text{макс}} . \quad (30)$$

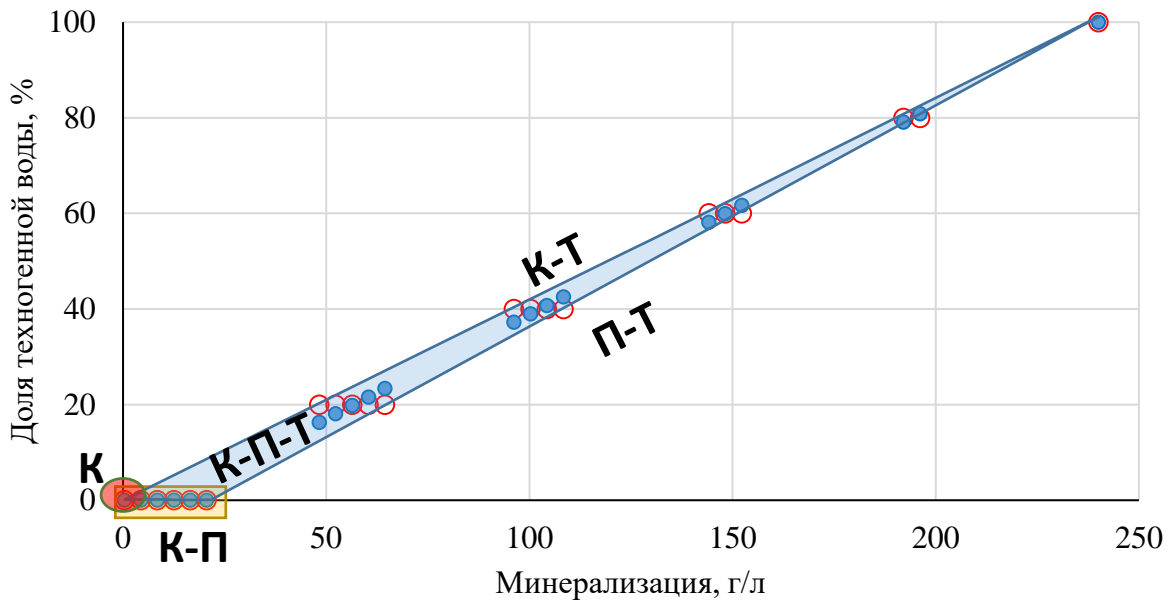
При расчёте минимальные доли пластовой (формула 28) и конденсационной (формула 30) воды могут получить отрицательные значения, в этом случае их

следует принимать равными 0. В связи с тем, что К-Т и К-П-Т вода диагностируется только на качественном уровне, для облегчения восприятия генетический профиль представляется как среднее значение между минимальным и максимальным значением доли каждого типа воды (Рисунок 60).

а)



б)



○ Модельные пробы попутной воды

● Диагностика по минерализации и априорным данным о закачке технических растворов

■ Конденсационная вода (60 % всех проб)

■ Конденсационно-пластовая вода (15 % всех проб)

■ Попутная вода с содержанием техногенной воды (25 % всех проб)

Рисунок 60 – Доля пластовой (а) и техногенной (б) воды в модельных пробах попутной воды и их диагностика по минерализации и априорным данным о закачке технических жидкостей

В практике гидрохимического контроля ООО "Газпром добыча Надым" (по данным за 2009-2019 годы) большая часть проб представлена конденсационной водой - до 60% всех проб (см. Рисунок 60, оранжевый круг), доля проб, диагностированных как К-П и К-П-Т вода составляет 15% (см. Рисунок 60, жёлтый прямоугольник), следовательно, диагностика по минерализации позволяет с высокой степенью достоверности диагностировать большую часть проб, до 75% от их общего количества, что сопоставимо с аналогичными показателями для действующей методики ИПНГ РАН.

Из анализа результатов численного моделирования следует, что с высокой степенью достоверности количественно диагностируются конденсационная и конденсационно-пластовая вода. Точность зависит только от погрешности измерения удельной электрической проводимости и её пересчёта в минерализацию. В связи с высокой точностью определения УЭП в лабораторных условиях – около 1 %, доли вод, рассчитанных по модельным пробам как без (Рисунок 61, а), так и с учётом погрешности измерения (Рисунок 61, б) практически совпадают. С меньшей точностью диагностируются 2-х компонентная конденсационно-техногенная и 3-х компонентная конденсационно-пластово-техногенная вода, при этом выше точность определения доли той воды, минерализация которой выше: погрешность определения доли техногенной воды составляет не более $\pm 15\%$, а доли конденсационной и пластовой воды достигает $\pm 50\%$.

Диагностики по минерализации и априорным данным об использовании технической воды работает при любых составах пластовой и техногенной воды и рекомендуется к применению на первом этапе непрерывного контроля за обводнением скважин по результатам определения минерализации поточным резистивным датчиком.

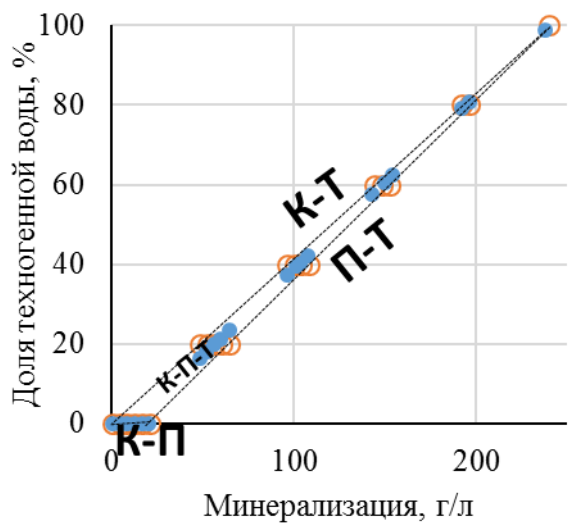
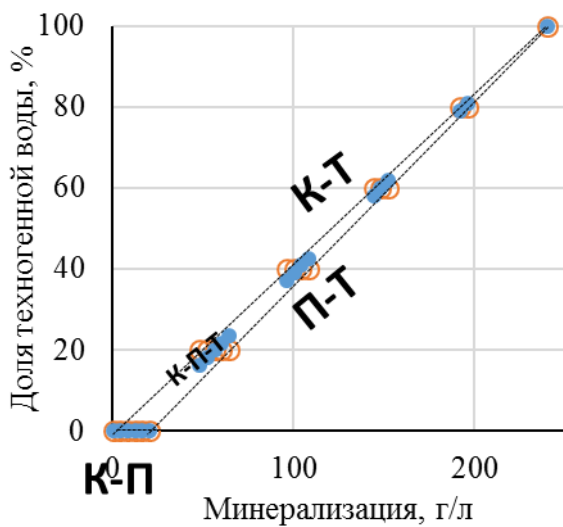
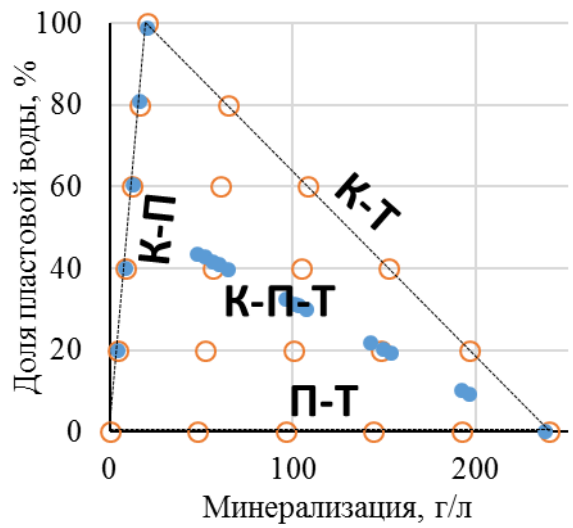
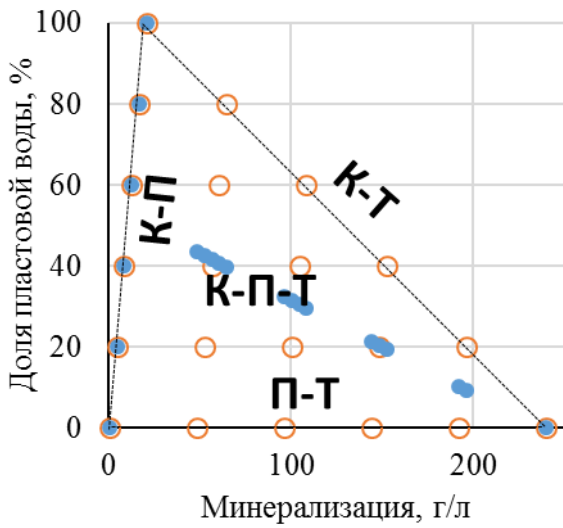
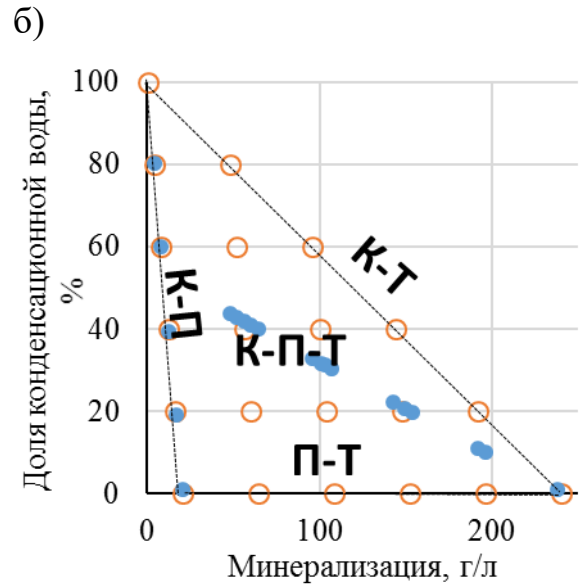
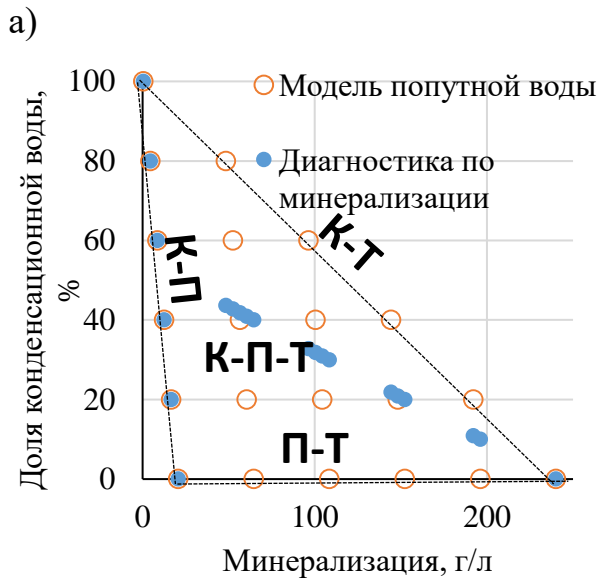


Рисунок 61 - Оценка точности диагностики генезиса попутной воды по минерализации и априорным данным об использовании технических жидкостей: а) без учёта погрешности, б) с учётом погрешности определения минерализации по удельной электрической проводимости (до 1 % в лабораторных условиях)

Диагностика попутной воды графоаналитическим способом по ионному составу

Параллельно с опробованием способа измерения потенциометром ионного состава попутной воды разработан способ диагностики, позволяющий по минерализации, концентрации ионов натрия и кальция выделять долю конденсационной, пластовой и техногенной воды [Пермяков, 2017; Пермяков и др. 2017; Способ диагностики попутных..., 2019; Способ диагностики попутных..., 2020]. В отличие от действующей методики ИПНГ РАН, не используется концентрации иона хлора, которая при потенциометрическом её определении имеет высокую погрешность из-за подверженности ионоселективного электрода загрязнению механическими, углеводородными и другими примесями. Такая диагностики возможно при отсутствии в техногенной и пластовой воде идентичных основных ионов.

При графоаналитическом способе диагностики вначале по концентрации корреляционных элементов определяется принадлежность конкретной пробы попутной воды к одной из базовых двухкомпонентных смесей:

- 1) конденсационно-пластовая (К-П);
- 2) конденсационно-техногенная (К-Т);
- 3) пластово-техногенная (П-Т).

Каждая смесь описывается системой линейных уравнений. Количество уравнений определяется набором используемых для диагностики попутной воды коррелятивных элементов. Набор коррелятивных элементов может изменяться в зависимости от конкретных геолого-технических условий работы. Уравнения для описания рассматриваемых двухкомпонентных смесей, задаются двумя способами:

- 1) по результатам корреляционного анализа промысловых гидрохимических данных;
- 2) с использованием типовых значения минерализации и концентрации коррелятивных элементов ионного состава пластовой, конденсационной и техногенной воды.

Первым способом устанавливается эмпирическая зависимость величины минерализации, содержания натрия и кальция от относительного содержания пластовой воды - в двухкомпонентной конденсационно-пластовой воде, техногенной воды - в двухкомпонентной конденсационно-техногенной и пластово-техногенной воде. Полученные в результате корреляционного анализа эмпирические зависимости аппроксимируются линейными уравнениями, которые после преобразования используются в рассматриваемой стохастической модели (Таблица 16).

Таблица 16 - Система регрессионных уравнений по результатам корреляционного анализа

Смесь вод	Показатель (концентрация)	Исходные уравнения регрессии ($y = A + B * x$)	Используемые в модели уравнения ($x = (y - A) / B$)
К-П	M	$M = A_{\text{КП}_M} + B_{\text{КП}_M} * \text{КП}_M$	$\text{КП}_M = (M - A_{\text{КП}_M}) / B_{\text{КП}_M}$
	Na^+	$Na^+ = A_{\text{КП}_{Na}} + B_{\text{КП}_{Na}} * \text{КП}_{Na}$	$\text{КП}_{Na} = (Na^+ - A_{\text{КП}_{Na}}) / B_{\text{КП}_{Na}}$
	Ca^{2+}	$Ca^{2+} = A_{\text{КП}_{Ca}} + B_{\text{КП}_{Ca}} * \text{КП}_{Ca}$	$\text{КП}_{Ca} = (Ca^{2+} - A_{\text{КП}_{Ca}}) / B_{\text{КП}_{Ca}}$
К-Т	M	$M = A_{\text{КТ}_M} + B_{\text{КТ}_M} * \text{КТ}_M$	$\text{КТ}_M = (M - A_{\text{КТ}_M}) / B_{\text{КТ}_M}$
	Na^+	$Na^+ = A_{\text{КТ}_{Na}} + B_{\text{КТ}_{Na}} * \text{КТ}_{Na}$	$\text{КТ}_{Na} = (Na^+ - A_{\text{КТ}_{Na}}) / B_{\text{КТ}_{Na}}$
	Ca^{2+}	$Ca^{2+} = A_{\text{КТ}_{Ca}} + B_{\text{КТ}_{Ca}} * \text{КТ}_{Ca}$	$\text{КТ}_{Ca} = (Ca^{2+} - A_{\text{КТ}_{Ca}}) / B_{\text{КТ}_{Ca}}$
П-Т	M	$M = A_{\text{ПТ}_M} + B_{\text{ПТ}_M} * \text{ПТ}_M$	$\text{ПТ}_M = (M - A_{\text{ПТ}_M}) / B_{\text{ПТ}_M}$
	Na^+	$Na^+ = A_{\text{ПТ}_{Na}} + B_{\text{ПТ}_{Na}} * \text{ПТ}_{Na}$	$\text{ПТ}_{Na} = (Na^+ - A_{\text{ПТ}_{Na}}) / B_{\text{ПТ}_{Na}}^*$
	Ca^{2+}	$Ca^{2+} = A_{\text{ПТ}_{Ca}} + B_{\text{ПТ}_{Ca}} * \text{ПТ}_{Ca}$	$\text{ПТ}_{Ca} = (Ca^{2+} - A_{\text{ПТ}_{Ca}}) / B_{\text{ПТ}_{Ca}}$

* Если $Na^+ < A_{\text{ПТ}_{Na}}$, то уравнение имеет вид $\text{ПТ}_{Na} = (A_{\text{ПТ}_{Na}} - Na^+) / B_{\text{ПТ}_{Na}}$

При задании системы регрессионных уравнений по второму способу необходимо использовать известные данные о составе пластовой воды и применяемых технических растворов. Система регрессионных уравнений задаётся путём подстановки характерных значений диагностических показателей (концентрации основных ионов и минерализация) пластовой, конденсационной и техногенной воды в регрессионные уравнения (Таблица 17).

Таблица 17 - Система регрессионных уравнений при использовании характерных значений показателей

Смесь вод	Показатель	Характерное значение показателя для типов вод			Доля более минерализованной воды в составе смеси
		К	П	Т	
К-П	M	A_{KP_M}	B_{KP_M}	-	$KP_M = (M - A_{KP_M}) / ((B_{KP_M} - A_{KP_M}) / 100)$
	Na^+	A_{KP_Na}	B_{KP_Na}	-	$KP_{Na} = (Na - A_{KP_Na}) / ((B_{KP_Na} - A_{KP_Na}) / 100)$
	Ca^{2+}	A_{KP_Ca}	B_{KP_Ca}	-	$KP_{Ca} = (Ca - A_{KP_Ca}) / ((B_{KP_Ca} - A_{KP_Ca}) / 100)$
К-Т	M	A_{KT_M}	-	B_{KT_M}	$KT_M = (M - A_{KT_M}) / ((B_{KT_M} - A_{KT_M}) / 100)$
	Na^+	A_{KT_Na}	-	B_{KT_Na}	$KT_{Na} = (Na - A_{KT_Na}) / ((B_{KT_Na} - A_{KT_Na}) / 100)$
	Ca^{2+}	A_{KT_Ca}	-	B_{KT_Ca}	$KT_{Ca} = (Ca - A_{KT_Ca}) / ((B_{KT_Ca} - A_{KT_Ca}) / 100)$
П-Т	M	-	A_{PT_M}	B_{PT_M}	$PT_M = (M - A_{PT_M}) / ((B_{PT_M} - A_{PT_M}) / 100)$
	Na^+	-	A_{PT_Na}	B_{PT_Na}	$PT_{Na} = (Na - A_{PT_Na}) / ((B_{PT_Na} - A_{PT_Na}) / 100)^*$
	Ca^{2+}	-	A_{PT_Ca}	B_{PT_Ca}	$PT_{Ca} = (Ca - A_{PT_Ca}) / ((B_{PT_Ca} - A_{PT_Ca}) / 100)$

* Если $A > B$, то уравнение имеет вид $PT_{Na} = (A_{PT_Na} - M) / ((B_{PT_Na} - A_{PT_Na}) / 100)$

Из анализа предложенных регрессионных зависимостей, отображённых графически на номограммах (Рисунок 62), следует, что угловые точки зависимостей отображают типы воды в чистом виде (100% конденсационная, 100% пластовая и 100% техногенная). Предложенные номограммы можно использовать для диагностики попутной воды в полевых условиях, при отсутствии вычислительной техники.

Номограмма представляет собой три графика функций в прямоугольной системе координат. На оси абсцисс нанесены значения содержания пластовой воды для К-П смеси, и техногенной воды, для К-Т и П-Т смеси (в %), а на оси ординат – значения величины общей минерализации воды (в г/л), выносимой из эксплуатационных скважин. На дополнительных осях абсцисс отображены характерные концентрации коррелятивных элементов, согласованные с долей соответствующего типа воды отдельно для пластовой и техногенной. На нижнем графике (зелёная линия) представлена зависимость величины общей минерализации от относительного содержания пластовой воды в двухкомпонентной К-П смеси. На верхнем графике (красная линия) показана зависимость общей минерализации от относительного содержания техногенной воды в двухкомпонентной П-Т смеси. Между ними построен график (оранжевая

линия) зависимости общей минерализации от относительного содержания техногенной воды в двухкомпонентной К-Т смеси.

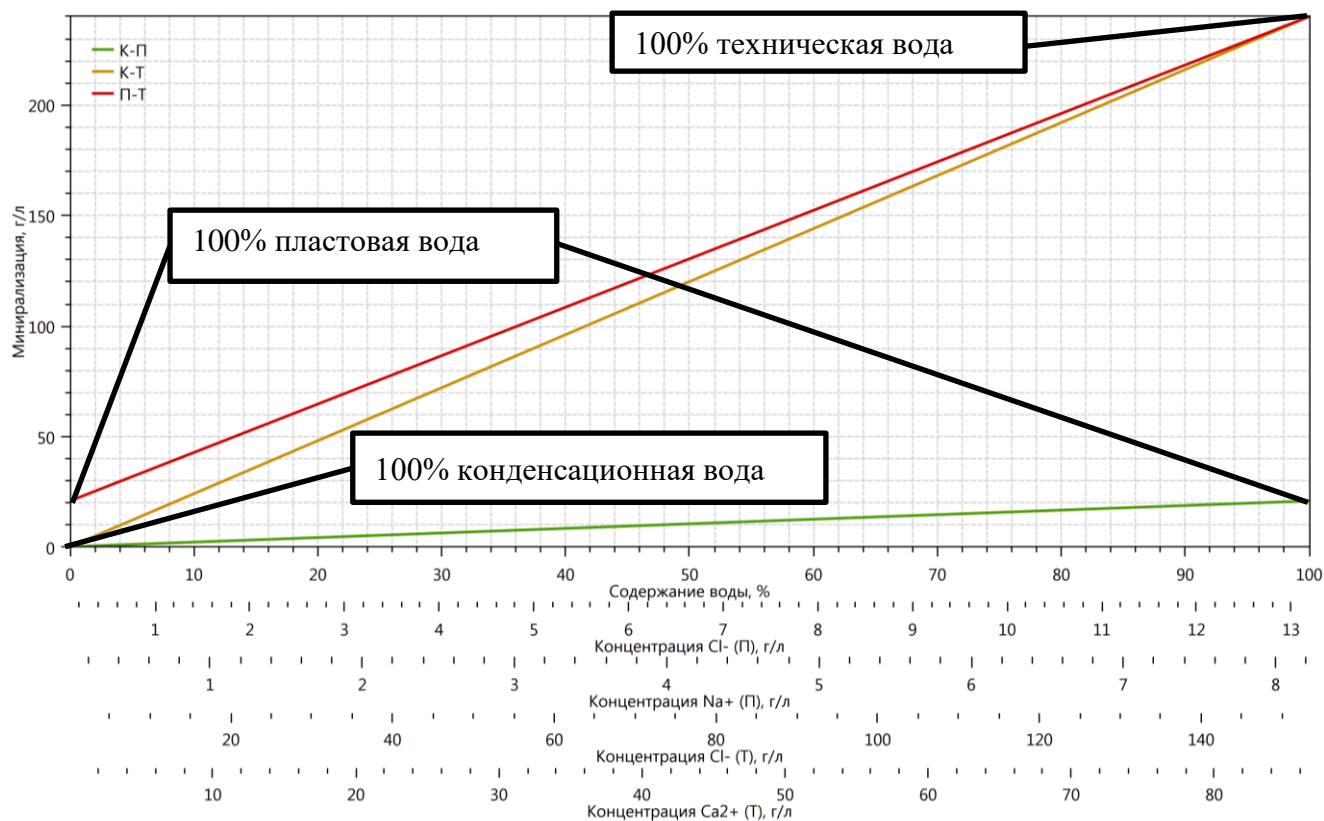


Рисунок 62 - Зависимость состава пробы от доли различных типов воды

При решении задачи диагностики попутной воды аналитическим методом, идентичным решению задачи графоаналитическим методом, расчёт относительного содержания пластовой ($W_{\text{П}}$), конденсационной ($W_{\text{К}}$) и техногенной ($W_{\text{Т}}$) воды выполняется по формулам:

$$W_{\text{П}} = \frac{W_{\text{П}}^{\text{ПТ}} + W_{\text{П}}^{\text{КТ}}}{2}, \quad (31)$$

$$W_{\text{Т}} = \frac{W_{\text{Т}}^{\text{ПТ}} + W_{\text{Т}}^{\text{КТ}}}{2}, \quad (32)$$

$$W_{\text{К}} = \frac{W_{\text{К}}^{\text{ПТ}} + W_{\text{К}}^{\text{КТ}}}{2}, \quad (33)$$

$$W_{\Pi}^{\Pi\Gamma} = (100 - \Pi\Gamma_M) - \frac{100 - \Pi\Gamma_M}{(100 - \Pi\Gamma_M) - (100 - \text{КТ}_M)} \left| (100 - \Pi\Gamma_M) - (100 - \Pi\Gamma_{Ca}) \right|, \quad (34)$$

$$W_T^{\Pi\Gamma} = \frac{100 - \text{КТ}_M}{(100 - \Pi\Gamma_M) - (100 - \text{КТ}_M)} \left| \Pi\Gamma_{Ca} - \Pi\Gamma_M \right|, \quad (35)$$

$$W_K^{\Pi\Gamma} = 100 - W_K^{\Pi\Gamma} - W_{\Pi}^{\Pi\Gamma}, \quad (36)$$

$$W_{\Pi}^{\text{КТ}} = \frac{100 - \Pi\Gamma_M}{(100 - \Pi\Gamma_M) - (100 - \text{КТ}_M)} \left| \text{КТ}_M - \text{КТ}_{Ca} \right|, \quad (37)$$

$$W_K^{\text{КТ}} = (100 - \text{КТ}_M) - \frac{100 - \text{КТ}_M}{(100 - \Pi\Gamma_M) - (100 - \text{КТ}_M)} \left| (100 - \text{КТ}_M) - (100 - \text{КТ}_{Ca}) \right|, \quad (38)$$

$$W_T^{\text{КТ}} = 100 - W_K^{\text{КТ}} - W_{\Pi}^{\text{КТ}}. \quad (39)$$

где $W_{\Pi}^{\Pi\Gamma}$ – доля пластовой воды, рассчитанная решением уравнений для П-Т смеси;

$W_{\Pi}^{\text{КТ}}$ – доля пластовой воды, рассчитанная решением уравнений для К-Т смеси;

$W_T^{\Pi\Gamma}$ – доля техногенной воды, рассчитанная решением уравнений для П-Т смеси;

$W_T^{\text{КТ}}$ – доля техногенной воды, рассчитанная решением уравнений для К-Т смеси;

$W_K^{\Pi\Gamma}$ – доля конденсационной воды, рассчитанная решением уравнений для П-Т смеси;

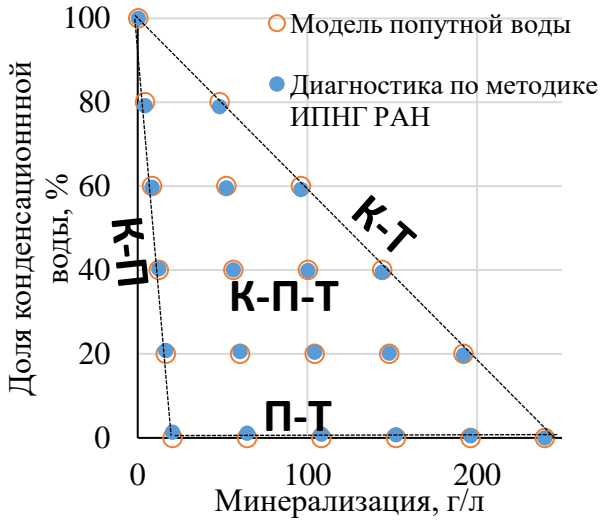
$W_K^{\text{КТ}}$ – доля конденсационной воды, рассчитанная решением уравнений для смеси К-Т смеси.

Остальные параметры рассчитываются в соответствии с данными таблиц 16-17 ($\Pi\Gamma_M$ – доля техногенной воды в П-Т смеси, рассчитанная по минерализации, %; КТ_M – доля техногенной воды в К-Т смеси, рассчитанная по минерализации, %; $\Pi\Gamma_{Ca}$ – доля техногенной воды в П-Т смеси, рассчитанная по концентрации Ca^{2+} , %; КТ_{Ca} – доля техногенной воды в К-Т смеси, рассчитанная по концентрации Ca^{2+} , %).

В целом такая методика диагностики применима для попутной воды различного состава с корректировкой расчётных уравнений на другие ионы-индикаторы. Степень точности диагностики зависит только от точности определения значений диагностических признаков. Так при абсолютно точном определении значений диагностических признаков способ уверенно определяет долю разных типов вод при любой их комбинации (Рисунок 63, а), а при учёте возможной погрешности определения этих значений при гидрохимическом анализе до 18%, точность диагностики существенно снижается, до $\pm 48\%$ (Рисунок 63, б).

Недостатком этой методики диагностики является невозможность её использования при содержании в пластовой и техногенной воде одинаковых ионов, даже при использовании для диагностики альтернативных индикаторных элементов. Например, в пластовой воде рассматриваемых газоконденсатных залежей индикаторными элементами являются Na^+ и HCO_3^- , при использовании технического раствора на основе $CaCl_2$, методика успешно справляется с диагностикой, но при использовании технического раствора на основе $NaCl$ контраст между пластовой и техногенной водами снижается и достоверность результата диагностики резко снижается даже при расчёте доли пластовой воды по концентрации HCO_3^-

а)



б)

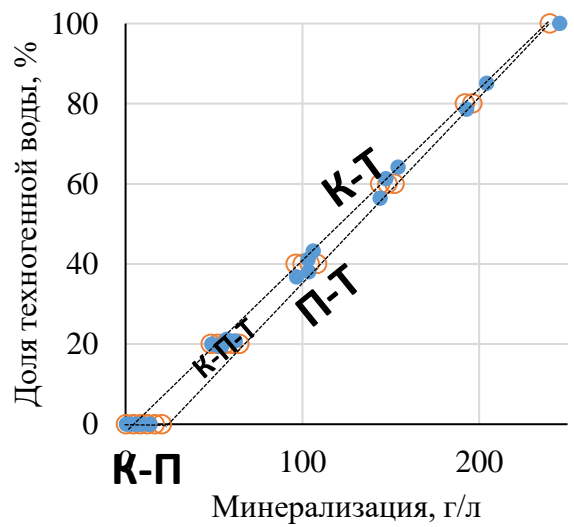
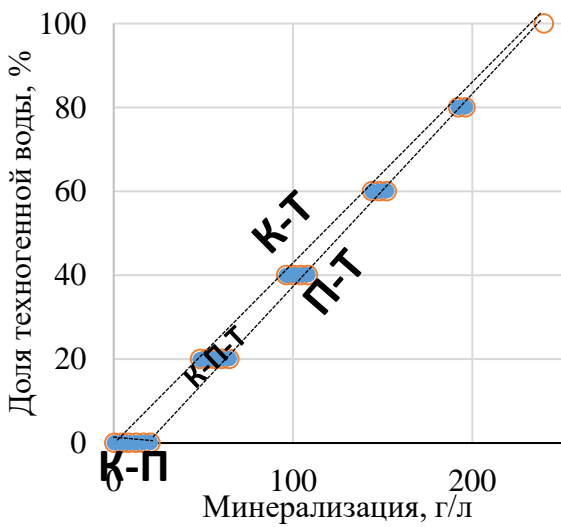
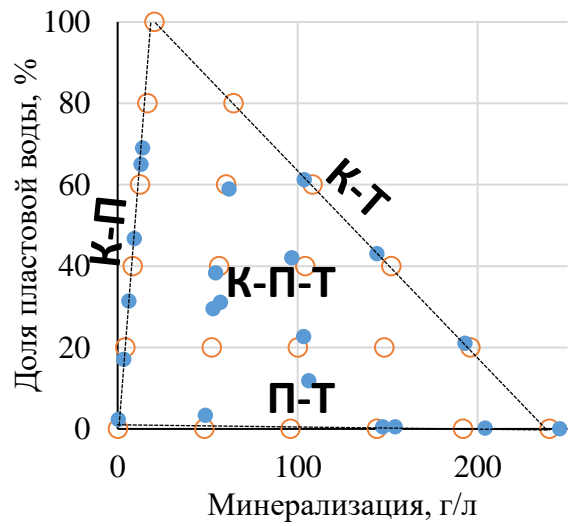
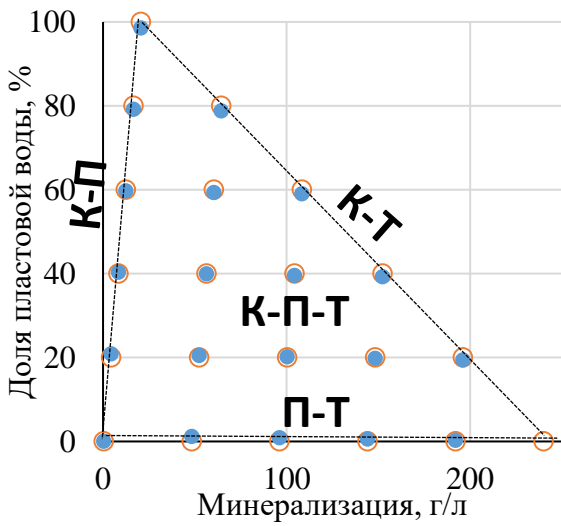
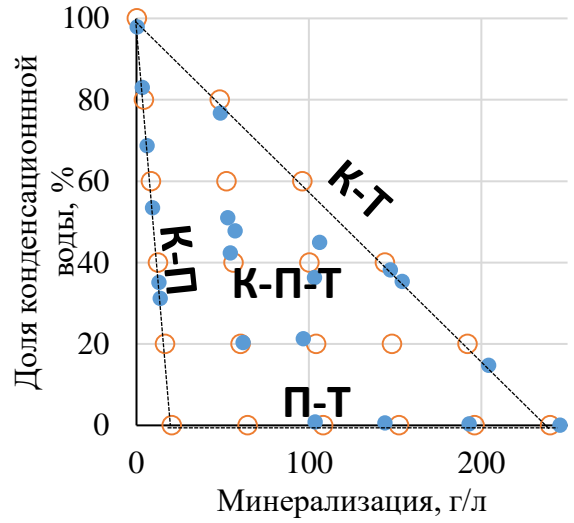


Рисунок 63 - Оценка точности диагностики генезиса попутной воды графоаналитическим способом: а) без учёта погрешности, б) с учётом погрешности определения концентрации диагностических признаков при гидрохимическом анализе (до 18%)

Диагностика попутной воды с использованием формулы А. Р. Ахундова

В связи с необходимостью диагностики попутной воды при наличии в ней технической воды на основе водного раствора NaCl и с применением HCO_3^- в качестве индикатора пластовой воды баррем-аптского гидрогеологического комплекса Западной Сибири, разработана диагностика с использованием формулы А. Р. Ахундова (3). Однако область её применения значительно шире: может применяться для различных комбинаций составов пластовой и техногенной воды в 3-х компонентных смесях при использовании индикаторных элементов, не встречающихся одновременно в пластовой и техногенной воде.

Очевидно, что с увеличением доли пластовой воды в К-П смеси синхронно увеличиваются концентрация основных ионов пластовой воды и общая минерализация. Это закономерность позволяет использовать её в качестве критерия при определении конденсационно-пластовой воды и доли пластовой воды в ней: чем меньше среднеквадратическое отклонение (СКО) по значениям доли пластовой воды, определённых отдельно по основным компонентам состава (Na^+ , HCO_3^- и M) по формуле (3), тем меньше вероятность наличия примеси техногенной воды в пробе. Тогда долю пластовой воды можно определить, как среднее значение, рассчитанное отдельно по этим элементам (Таблица 18, п. 2). В данном случае расчёт доли пластовой воды по минерализации задаёт «эталон» диагностики для К-П воды и позволяет выявить проявление в пробе «неизвестных» компонентов, нарушающих пропорцию смешения ионов. С учётом погрешности методики гидрохимического анализа допустимое СКО по значениям доли пластовой воды, определённых отдельно по основным компонентам состава (Na^+ , HCO_3^- и M) составляет 18%.

Более высокая, чем в пластовой и конденсационной воде ($>0,1$ г/л), концентрация Ca^{2+} указывает на наличие техногенной воды (см. раздел 2.6). В этом случае доля пластовой воды определяется только по Na^+ , HCO_3^- , так как зависимость доли пластовой воды от минерализации меняется (Таблица 18, п. 3).

В случае технической воды на основе $NaCl$ индикаторным элементом пластовой воды принимается только HCO_3^- , а техногенной воды - Na^+ (Таблица 18, п. 4-5).

Предложенный способ диагностики опробован на численных моделях проб попутной воды с шагом доли разных типов воды 20 %. По результатам диагностики модельных проб без учёта погрешности определения концентрации ионов-индикаторов расхождение рассчитанной доли пластовой воды с заданной отличается не более чем на 5 процентных пунктов для всех возможных смесей конденсационной, пластовой и техногенной вод (Рисунок 64, а). Погрешность диагностики с учётом погрешности определения концентрации ионов-индикаторов не превышает $\pm 33\%$ (Рисунок 64, б), что значительно лучше, чем у других рассмотренных способов диагностики.

Таблица 18 - Диагностика попутной воды с использованием формулы А. Р. Ахундова

№	М, г/л	Условия	Расчётные формулы	Тип воды
При использовании техногенной воды на основе $CaCl_2$				
1	$M \leq M_{\text{кон}}$	-	$S_{\text{кон}} = 100,$ $S_{\text{пл}} = 0,$ $S_{\text{техн}} = 0,$	К
2	$M < M_{\text{пл}}$	если $\left\{ \begin{array}{l} \text{СКО } (S_{\text{пл}}(M), S_{\text{пл}}(Na^+), S_{\text{пл}}(HCO_3^-)) \leq 0,1 \\ \text{И} \\ Ca^{2+} \leq 0,1 \end{array} \right.$	$S_{\text{кон}} = 100 - S_{\text{пл}},$ $S_{\text{пл}} = 100 \cdot \frac{S_{\text{пл}}(M) + S_{\text{пл}}(Na^+) + S_{\text{пл}}(HCO_3^-)}{3},$ $S_{\text{техн}} = 0,$	К-П
3	$M_{\text{кон}} < M$	если $\left\{ \begin{array}{l} \text{СКО } (S_{\text{пл}}(M), S_{\text{пл}}(Na^+), S_{\text{пл}}(HCO_3^-)) > 0,1 \\ \text{ИЛИ} \\ Ca^{2+} > 0,1 \end{array} \right.$	$S_{\text{кон}}^* = 100 - S_{\text{пл}} - S_{\text{техн}},$ $S_{\text{пл}}^* = 100 \cdot \frac{S_{\text{пл}}(Na^+) + S_{\text{пл}}(HCO_3^-)}{2},$ $S_{\text{техн}} = 100 \cdot \frac{Ca^{2+} - Ca_{\text{кон}}^{2+}}{Ca_{\text{техн}}^{2+} - Ca_{\text{кон}}^{2+}},$	К-П-Т

№	M , г/л	Условия	Расчётные формулы	Тип воды
При использовании техногенной воды на основе NaCl				
4	$M_{\text{кон}} < M < M_{\text{пл}}$	если $\left\{ \begin{array}{l} \text{СКО} (S_{\text{пл}}(M), S_{\text{пл}}(\text{HCO}_3^-)) \leq 0,1 \\ \text{И} \\ Na^+ \leq Na_{\text{пл}}^+ \end{array} \right.$	$S_{\text{кон}} = 100 - S_{\text{пл}},$ $S_{\text{пл}} = 100 \cdot \frac{S_{\text{пл}}(M) + S_{\text{пл}}(\text{HCO}_3^-)}{2},$ $S_{\text{техн}} = 0,$	К-П
5		если $\left\{ \begin{array}{l} \text{СКО} (S_{\text{пл}}(M), S_{\text{пл}}(\text{HCO}_3^-)) > 0,1 \\ \text{ИЛИ} \\ Na^+ > Na_{\text{пл}}^+ \end{array} \right.$	$S_{\text{кон}}^* = 100 - S_{\text{пл}} - S_{\text{техн}},$ $S_{\text{пл}}^* = S_{\text{пл}}(\text{HCO}_3^-),$ $S_{\text{техн}} = 100 \cdot \frac{Na^+ - Na_{\text{кон}}^+}{Na_{\text{техн}}^+ - Na_{\text{кон}}^+}$	К-П-Т

Примечания:

1. СКО – среднеквадратическое отклонение по значениям доли пластовой воды, определённых отдельно по основным компонентам состава (Na^+ , HCO_3^- и M);
2. $M, Ca^{2+}, Na^+, HCO_3^-$ - минерализация и концентрация соответствующих ионов без индекса - в пробе воды, с индексом «пл» - в пластовой воде, с индексом «техн» - в технической воде, г/л;
3. $S_{\text{пл}}(i)$ – доля пластовой воды, рассчитанная по i -му иону по формуле (3);
4. В формулах, помеченных звёздочкой (*) значения доли воды меньше 0, приравниваются к 0.

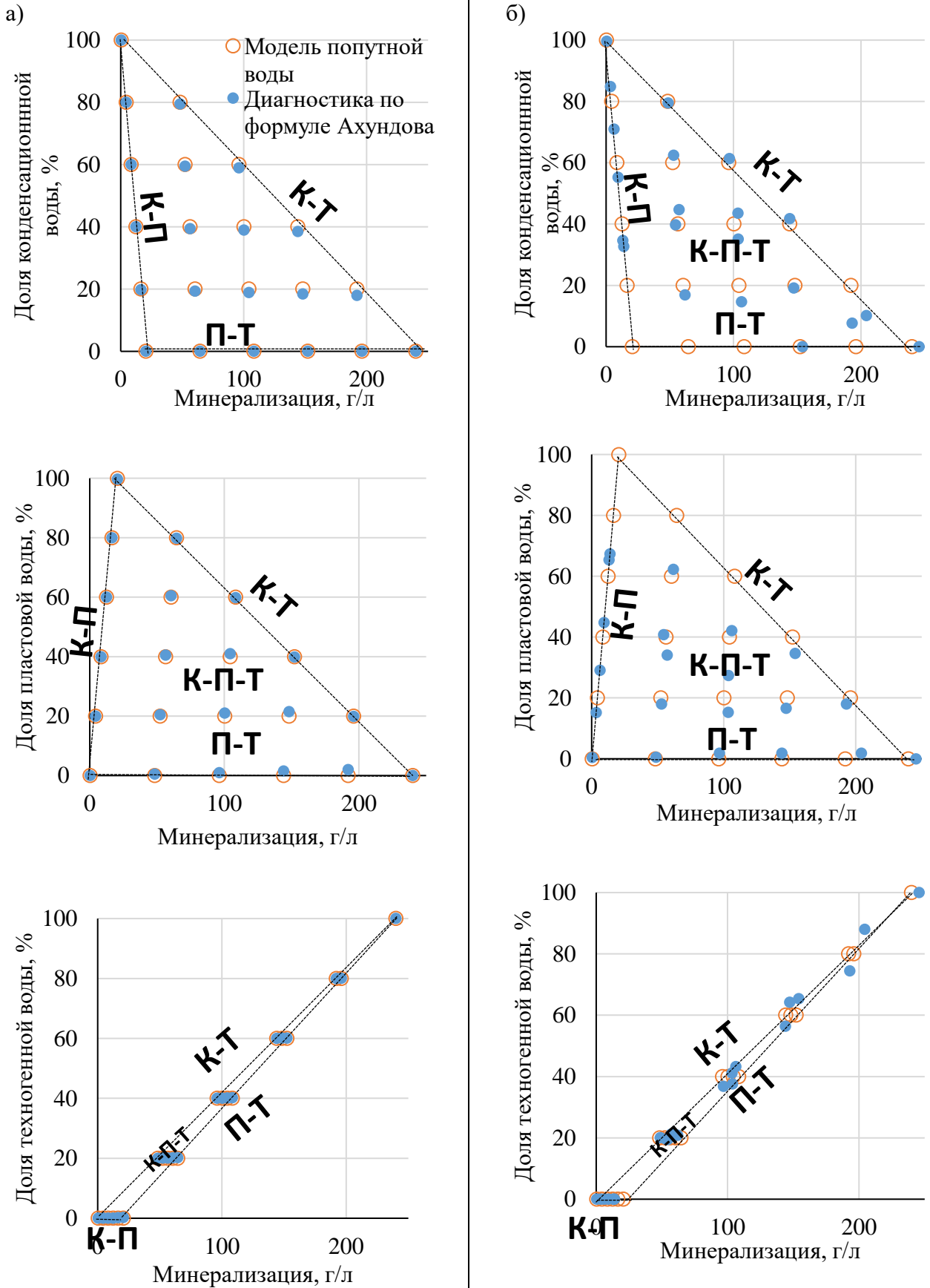


Рисунок 64 - Оценка точности диагностики генезиса попутной воды с использованием формулы А. Р. Ахундова: а) без учёта погрешности, б) с учётом погрешности определения концентрации диагностических признаков при гидрохимическом анализе (до 18 %)

Таблица 19 – Применимость способов диагностики попутной воды

Методика диагностики	Пластовая вода хлоридно-натриевого состава, хлор-кальциевого типа		Пластовая вода хлоридно-натриевого состава, гидрокарбонатно-натриевого типа	
	Техногенная вода $CaCl_2$	Техногенная вода $NaCl$	Техногенная вода $CaCl_2$	Техногенная вода $NaCl$
ИПНГ РАН	+	-	+	-
	Корректна только при смешивании с техногенной водой на основе $CaCl_2$. Не выделяет конденсационную воду в К-П-Т воде при минерализациях пробы более 22 г/л. Погрешность определения доли вод в граничных точках до $\pm 45\%$.			
По минерализации	+	+	+	+
	Методика применима с любыми составами пластовой и техногенной воды. Количественная диагностика с высокой степенью достоверности (погрешность не более 5%) возможна только для конденсационной и конденсационно-пластовой воды. Для К-П-Т воды точность определения техногенной воды до $\pm 15\%$, доли других вод до $\pm 50\%$.			
Графоаналитический способ по ионному составу	+	-	+	-
	Корректна только при смешивании с техногенной водой на основе $CaCl_2$. Точность определения доли вод до $\pm 48\%$.			
По формуле А. Р. Ахундова	+	+	+	+
	Применима для любой пластовой и техногенной воды с различающимися индикаторными элементами. Точность определения доли вод до $\pm 33\%$.			

ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ результатов экспериментальных измерений электрофизических параметров попутной воды и их сопоставление с ионным составом и долей разных типов воды показывают, что удельная электрическая проводимость (УЭП) точнее коррелирует с долей пластовой и техногенной воды в смесях конденсационной и пластовой, конденсационной и техногенной воды соответственно. Определённые диэлькометрическим методом параметры (действительная и мнимая части комплексной диэлектрической проницаемости, показатели преломления и поглощения, коэффициент излучения) попутной воды зависят только от УЭП и не определяют пластовую и техногенную воду, а поскольку методика измерения сложнее, чем кондуктометрические измерения УЭП, то эти параметры не применяются для оперативного контроля за обводнением скважин. По результатам определения спектров времени поперечной релаксации методом ЯМР-релаксометрии установлено, что незначительные примеси элементов, не являющихся индикаторами пластовой и техногенной воды, но обладающих высокой магнитной восприимчивостью (Mn , Fe), значительно искажают время поперечной релаксации T_2 . В результате чего спектры по времени поперечной релаксации для разных типов воды перекрываются и значимо не зависят от концентрации индикаторных элементов, что также не позволяет применять ЯМР-релаксометрию для диагностики попутной воды. Потенциометрический метод реализованный без пробоподготовки (выравнивания ионной силы и рН раствора, разбавления высококонцентрированных растворов) не работает в смесях воды различного генезиса ввиду взаимного влияния концентрации основных диагностических ионов Na^+ и Ca^{2+} на их измеренные концентрации. Выполнение же пробоподготовки исключает оперативность полевых измерений и делает невозможным поточные измерения.

По результатам численного анализа показано, что в широком диапазоне термобарических параметров (давление 1-10 МПа, температура 5-25⁰ С) и дебита (50-1000 тыс. м³/сут) газожидкостного потока при всех режимах течения, в том числе при дисперсно-кольцевом, на стенке горизонтального трубопровода всегда

присутствует жидкость, что позволяет располагать измерительный датчик в углублении на нижней образующей трубы, при этом количество жидкой фазы на стенке трубы можно повысить за счёт применения осевого завихрителя.

Предложенная А. К. Манштейном (ИНГГ СО РАН) конструкция поточного резистивного датчика, представляет собой два нержавеющей электрода диаметром 3 мм, высотой 2 мм и расположенные друг от друга на расстоянии 9 мм на поверхности изолятора и с термопарой установленной в корпусе датчика. По результатам численного исследования предложенной конструкции поточного резистивного датчика на предмет влияния толщины слоя жидкости на расчётное значение минерализации показано, что стабильные значения расчётной кажущейся минерализации достигается при толщине слоя жидкости более 11 мм: при её изменении на ± 1 мм, изменение расчётной кажущейся минерализации не более чем на 5%. Фактически по результатам статических лабораторных экспериментов такая точность достигается при толщине слоя 6 мм. По результатам динамических экспериментов на лабораторном стенде показано, что при заглублении резистивного датчика не менее 8 мм скорость газожидкостного потока не влияет на наполняемость пробоуловителя, а следовательно, на расчётную минерализацию. При этом наличие жидких углеводородов в объёмной доле от общей жидкости в диапазоне от 1 до 72% не влияет на значение измеряемого электрического сопротивления, что, при соответствующей калибровке, позволяет использовать резистивный датчик и на газоконденсатных скважинах. Результаты экспериментов с суспензиями показывают, что доля механических примесей в жидкой фазе газожидкостного потока до 10% по объёму практически не влияет на значения электрического сопротивления и расчётной минерализации. Однако такие режимы скважин опасны из-за возможного абразивного износа оборудования и не допускаются (выполняется снижение дебита до снижения удельного выноса механических примесей не более $2 \text{ мм}^3/\text{м}^3$ [СТО Газпром 2-3.3-945, 2015]), поэтому поточный резистивный датчик при штатном технологическом режиме работы скважины будет эксплуатироваться в значительно более благоприятных условиях.

Анализ действующих и перспективных методик диагностик попутной воды показывает, что: во-первых точность диагностики напрямую зависит от точности диагностики индикаторных элементов и, во-вторых, с использованием методики диагностики по минерализации можно выделить конденсационную воду и долю конденсационной и пластовой воды в конденсационно-пластовой воде при априорном знании об отсутствии применения технической жидкости в скважине при геолого-технических мероприятиях с точностью соответствующей точности определения минерализации (при использовании портативных кондуктометров погрешность менее 5%, лабораторных – менее 1 %). С учётом статистических данных по распределению проб по типам воды, такая диагностика позволяет с высокой степенью достоверности диагностировать 75% всех отбираемых проб на рассматриваемых месторождениях ООО "Газпром добыча Надым", что сопоставимо с избирательностью действующей методики ИПНГ РАН. Это позволяет использовать её совместно с резистивным датчиком как первый онлайн уровень оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин. Для остальных 25% проб, представленных конденсационно-пластово-техногенной водой единственным способом диагностики является диагностика по ионному составу, определённого при стандартном гидрохимическом анализе или потенциометрическим способом с обязательной пробоподготовкой. В этом случае лучшая точность диагностики достигается с использованием методики на основе формулы А. Р. Ахундова, погрешность определения доли типов воды не превышает $\pm 33\%$ процентных пунктов. Для других вариантов диагностики такая точность достижима только для конденсационно-пластовой воды.

Итак, разработанная методика оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин включает следующий порядок действий (Приложение Б):

I. Подготовительный этап:

1. Новые датчики подлежат обязательной калибровке, заключающейся в измерении электрического сопротивления и удельной электрической проводимости растворов хлорида натрия заранее известной

минерализации при 25°C и толщине слоя калибровочного раствора над датчиком не менее 10 мм;

2. Резистивные датчики устанавливаются в углублении 10 мм на нижней образующей горизонтального участка трубопровода обвязки скважины;
3. По мере поступления данных в электронный блок измерителя или в центральный сервер оператором заносится информация о применении в скважине технических жидкостей (дата, минерализация водной части технического раствора, тип соли использованной соли NaCl , CaCl_2 и другие данные).

II. Цикл измерения:

1. Вначале поточным резистивным датчиком измеряется электрическое сопротивление и температура контролируемой жидкости;
2. Затем с учётом температуры жидкости и температурного коэффициента рассчитывается электрическое сопротивление, приведённое к стандартной температуре 25°C ;
3. Далее с применением калибровочных данных (п. I.1) рассчитывается удельная электрическая проводимость и минерализация попутной воды;

III. Диагностика генезиса по минерализации и априорным данным об отсутствии закачки технической жидкости (п. I.2) выполняется диагностика попутной воды по алгоритму (Приложение В):

1. Проба с минерализацией меньше или равной минерализации конденсационной воды относится к 100% конденсационной воде;
2. Если техническая жидкость не закачивалась в скважину, а минерализация в интервале значений характерных для конденсационной и пластовой воды, то рассчитывается доля пластовой воды по формуле А. Р. Ахундова (формула 26).
3. Если техническая жидкость закачивалась или минерализация больше чем у пластовой воды, то проба может представлять собой трёхкомпонентную смесь конденсационной, пластовой и техногенной воды. В таком случае диагностика по минерализации только

качественная: определяется возможна минимальная и максимальная доля каждого типа воды. Более точная диагностика осуществляется по одной из проанализированных методик (см. раздел 2.4) [Способ диагностики попутных..., 2019; Способ диагностики попутных..., 2020] по результатам стандартного гидрохимического анализ (ГХА) пробы попутной воды, отобранной вручную. Периодичность отбора проб на этом этапе задаётся недропользователем, после отработки скважины от техногенной воды, зафиксированной по результатам ГХА, возобновляется оперативный онлайн контроль независимо от успешности водоизоляционных работ.

IV. Далее повторяются измерения электрофизических параметров и диагностика генезиса.

Глава 3. ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПО НЕПРЕРЫВНОМУ ИЗМЕРЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПОПУТНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

Для полевых испытаний создан поточный резистивный датчик, отличающийся конструкцией и материалом электродов. Для снижения коррозионных процессов в качестве электродов использована платинированная проволока (длина электродов 5 мм, диаметр 1 мм) от лабораторного кондуктометрического датчика заводского исполнения, кроме того использован шунтирующий резистор 120 кОм подключённый параллельно электродам для снижения электромагнитных наводок.

Для оценки влияния шунта на значение R_{25} выполнено численное моделирование, которое показало, что параллельно подключённый шунт (120 кОм, материал нихром, температурный коэффициент сопротивления $-0.0002 \text{ 1/}^{\circ}\text{C}$) в диапазоне минерализации 0,21-50 г/л вносит дополнительную погрешность менее 0,5% в значение R_{25} , или менее 2% в значение расчётной минерализации, поэтому наличием шунта можно пренебречь.

3.1. Описание технологии обработки полевых данных

В связи с изменением конструкции потребовалась перекалибровка датчика (Рисунок 65), в соответствии с которой заданы граничные условия: минерализация 0,5-50 г/л; УЭП 1,0-74,8 мСм/см; электрическое сопротивление раствора 95,6-1889,4 Ом.

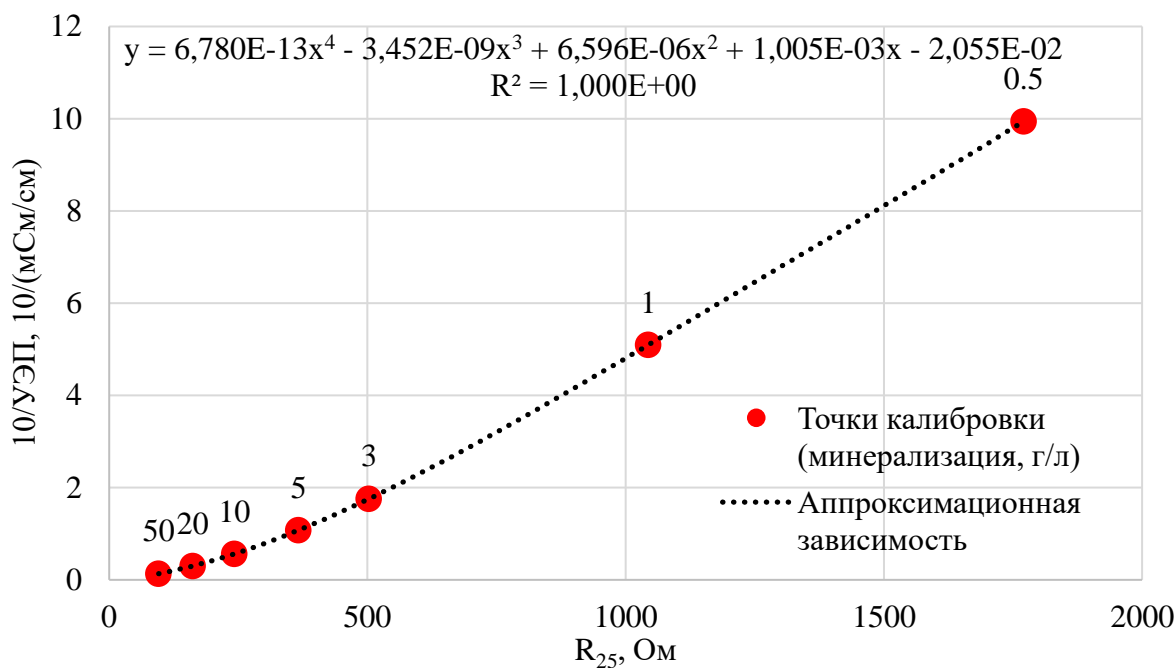


Рисунок 65 – Калибровочная кривая датчика (электроды из платинированной проволоки)

В ходе полевых измерений периодически фиксировалось электрическое сопротивление (R), соответствующие значениям зашкаливания при автоматической подборке диапазона измерения прибором E7-22 (8, 80, 800 кОм). Но исключение таких данных из обработки не позволяет сгладить данные (Рисунок 66). Это указывает на колебание уровня жидкости в измерительной ячейке, т. к. непрерывное изменение минерализации при работе скважины маловероятно. Для фильтрования исходных данных (дискретность 2 секунды) по электрическому сопротивлению используется значение моды (наиболее часто встречающееся значение) за 3 минуты измерений (Рисунок 67).

Для снижения влияния окружающей среды датчик был теплоизолирован. Однако это не исключает необходимость приведения измерений электрического сопротивления к $25^{\circ}C$ (см. формулу 19, Рисунок 68-69).

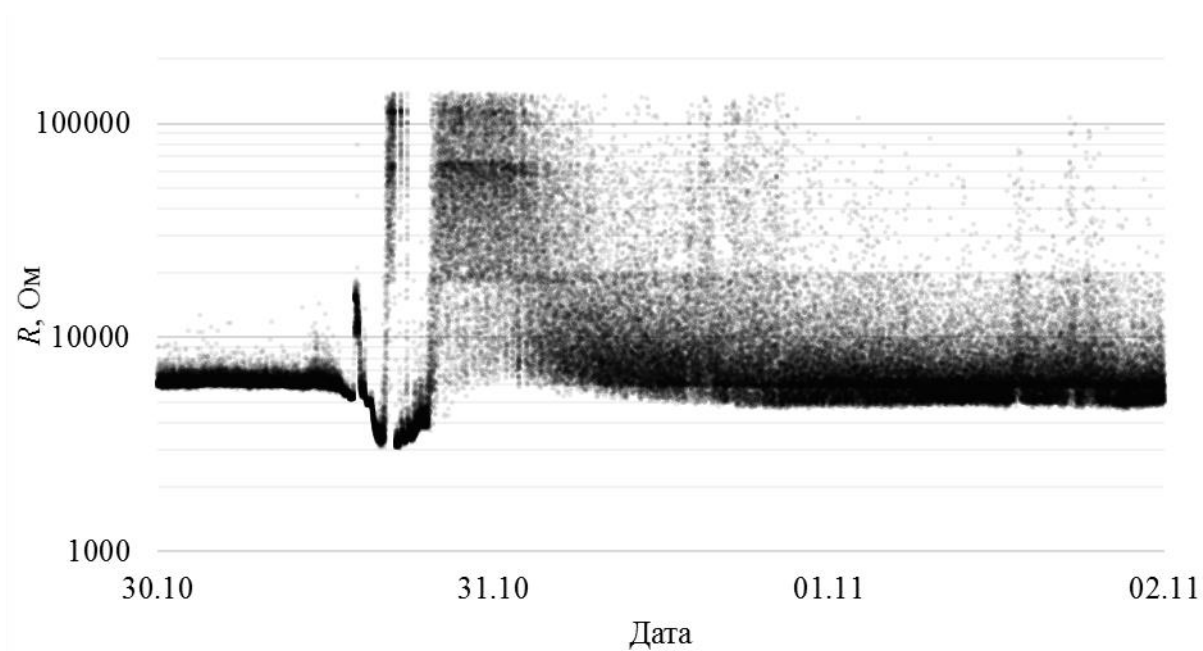


Рисунок 66 - Исходные замеры электрического сопротивления с дискретностью 2 секунды

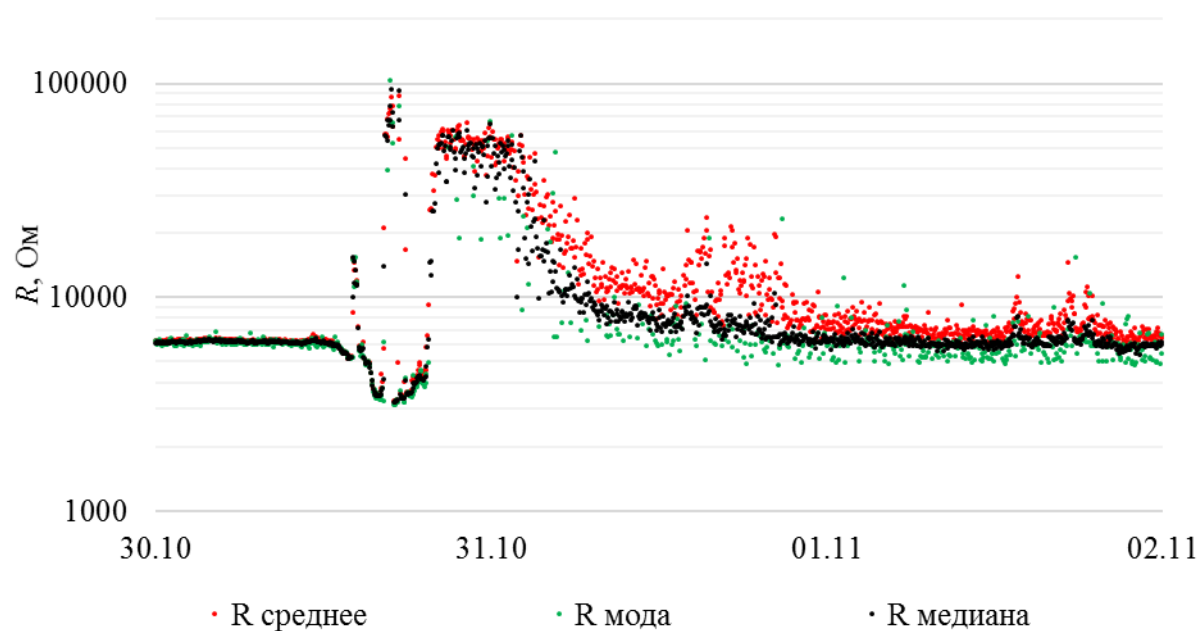


Рисунок 67 - Отфильтрованные замеры электрического сопротивления с дискретностью 3 минуты

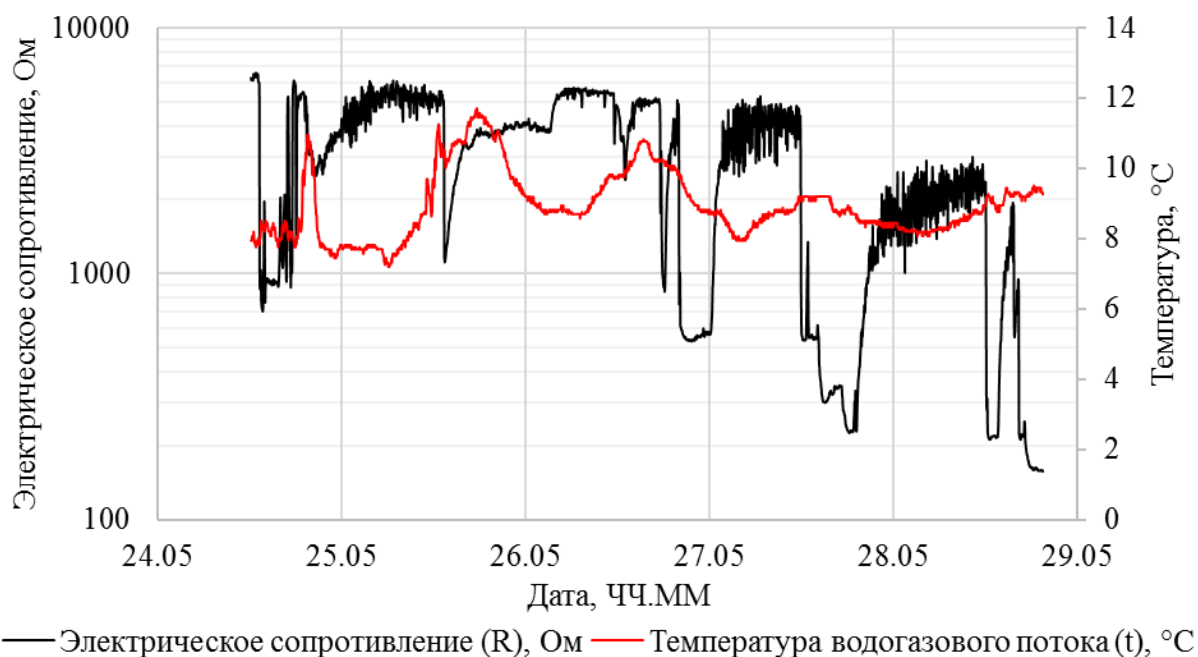


Рисунок 68 – Отфильтрованные замеры электрического сопротивления с дискретностью 3 минуты и температуры попутной воды при полевых испытаниях

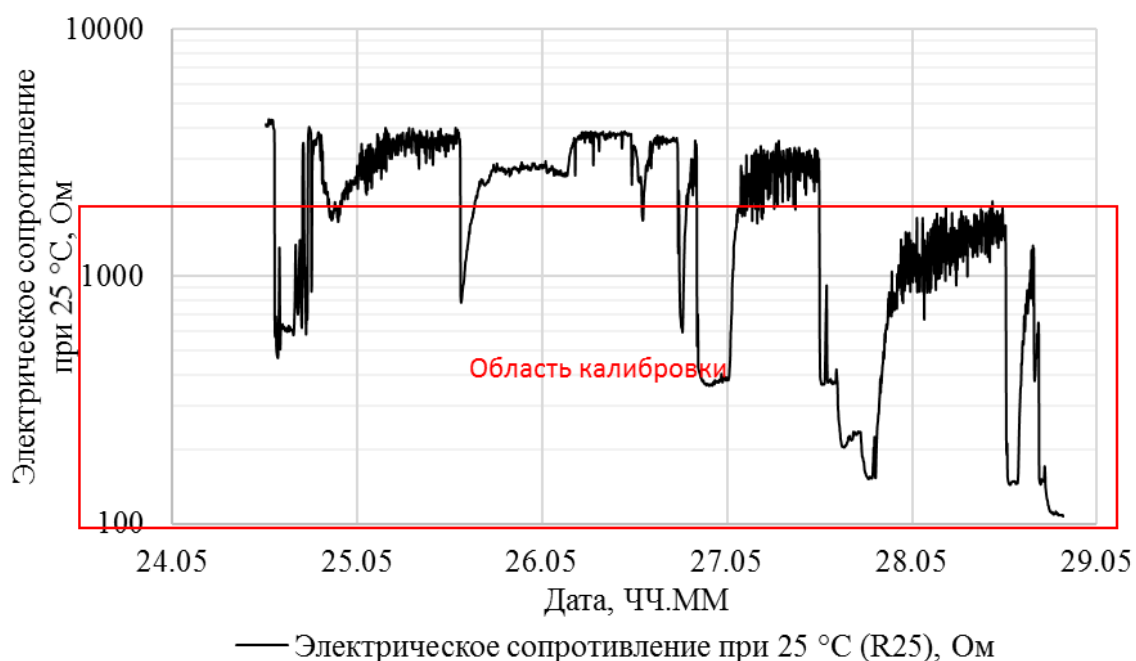


Рисунок 69 – Электрическое сопротивление приведённое к 25 °C при полевых испытаниях

Далее по выше указанным калибровочным кривым (см. Рисунок 65) определена УЭП (Рисунок 70) и минерализация (Рисунок 71).

Таким образом данные полевых экспериментов показывают, что в целом поточный резистивный датчик позволяет определять минерализацию попутной воды в водогазовом потоке.

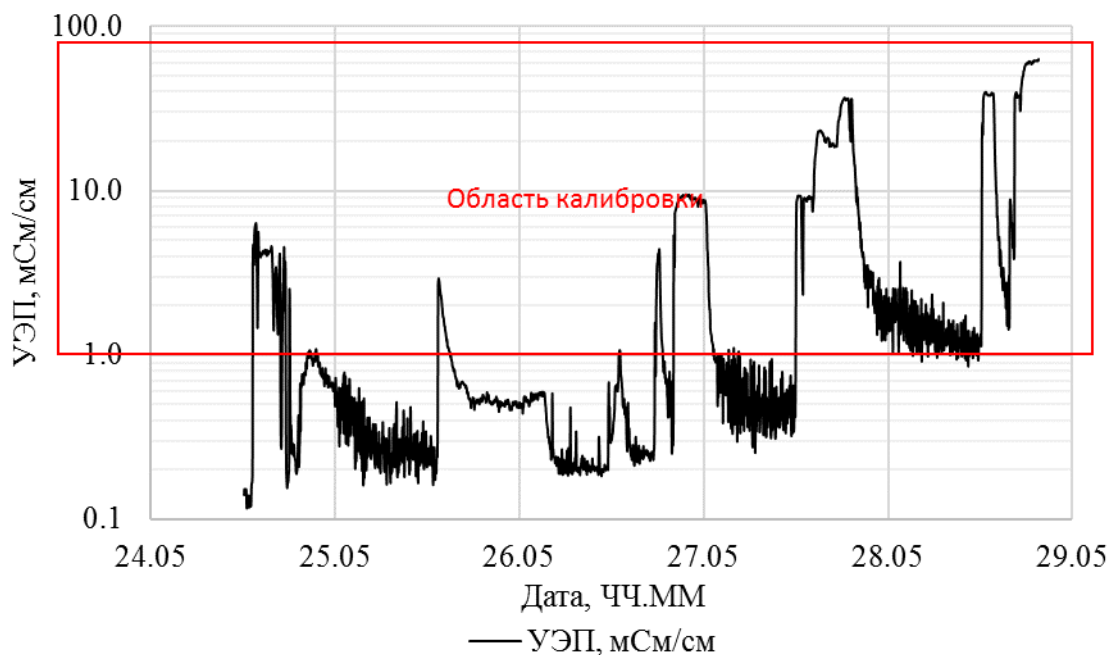


Рисунок 70 – Удельная электрическая проводимость по данным полевых испытаний

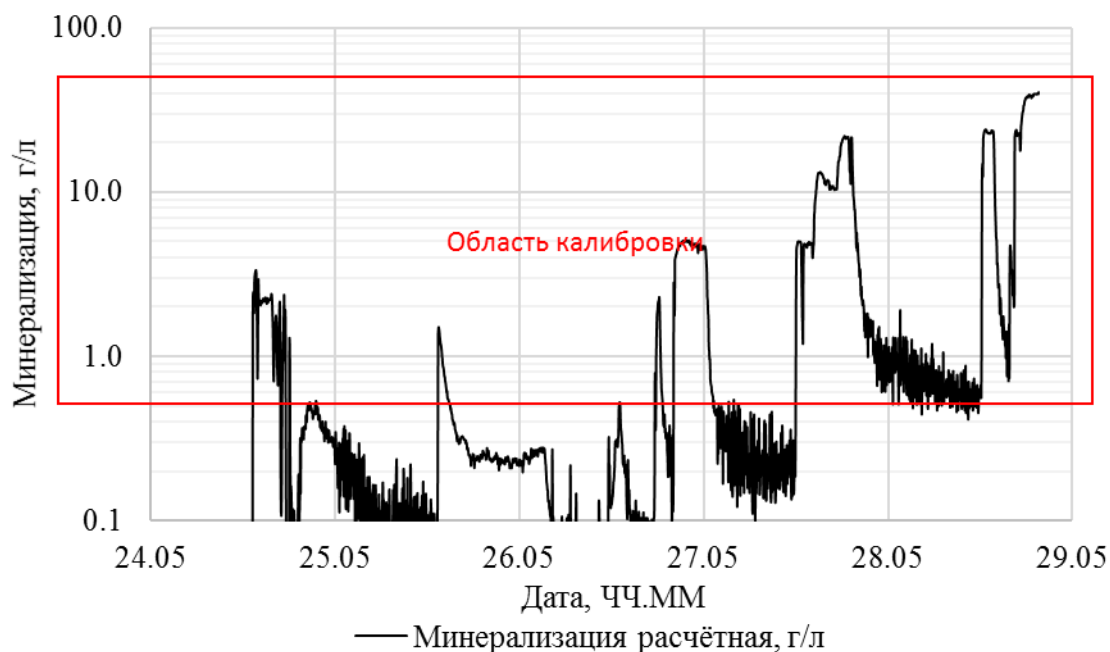


Рисунок 71 – Расчётная минерализация по данным испытания на скважине № 814

3.2. Результаты полевых испытаний

Полевые испытания выполнены на скважине № 814 Медвежьего месторождения в два этапа: первый – в период с 18.09.2020 по 21.11.2020, выполнен замер фоновой минерализации и проверка работоспособности оборудования в течении длительного периода времени, в том числе в холодное

время года; второй - в период с 24.05.2021 по 28.05.2021, с подачей минерализованных растворов на устье скважины.

Скважина оборудована телеметрией, что позволяет сопоставлять показания поточного резистивного датчика с режимами работы скважины, в том числе отслеживать соблюдение условий для выноса жидкости с забоя. Оборудование смонтировано на выходе из модуля обвязки скважины (МОС) управляющего работой скважины, эксплуатируемой по технологии концентрических лифтовых колонн (Рисунок 72).



Рисунок 72 – Общий вид врезки оборудования при испытаниях с закачкой солевых растворов на скважине № 814

В целом можно отметить, что центральная лифтовая колонна (ЦЛК) всегда в работе, однако в отдельные, достаточно редкие (от нескольких раз в сутки до одного раза в несколько суток), моменты времени при снижении дебита по ЦЛК, разжимается поток по кольцевому пространству (КП) с резким увеличением дебита выше минимально необходимого для выноса жидкости с забоя (более 130 тыс. м³/сут), что коррелирует с увеличением расчётной минерализации в эти же моменты времени. Основную часть времени скважина работает стабильно с суммарным дебитом около 90 тыс. м³/сут, дебит по ЦЛК составляет около 23 тыс.

м³/сут и обеспечивает вынос жидкости. При этом режиме в точке установки резистивного датчика скорость газа составляет 16 м/с, доля уноса жидкости со стенки трубы составляет 30%, при режиме продувки скорость – 31 м/с, унос жидкости со стенки трубы – 40 %.

По результатам первого этапа подтверждена работоспособность оборудования, расчётная минерализация определена на уровне 0,32 г/л, что соответствует, минерализации (0,22 г/л) по данным гидрохимического анализа и диагностируется как 100% конденсационная.

Второй этап испытаний выполнены с подачей на устье работающей скважины водных растворов хлорида натрия разной минерализации. Основная цель - подтвердить соответствие минерализации, определённой поточным резистивным датчиком, минерализации определённой при лабораторном гидрохимическом анализе (ГХА). Пробы жидкости для ГХА отбирались сразу после резистивного датчика (в 20 см по направлению движения газожидкостного потока), что позволило отбирать ту же жидкость, которая была в резистивном датчике. Программой испытаний назначены критерии успешности: величина достоверности аппроксимации (монотонная зависимость) для графиков взаимосвязи минерализации, определённой поточным резистивным датчиком, и эталонных значений минерализации не ниже 0,9, а абсолютные значения отличаются не более чем на 20%.

В мае 2021 года при помощи пневматического насоса закачано шесть растворов с минерализацией от 0,5 до 50 г/л, при каждом режиме отбиралось от 2 до 6 проб. В целом можно отметить, что минерализация от 1 до 50 г/л включительно (область калибровки) успешно определяется с погрешностью менее 20%. При минерализациях менее 1 г/л погрешность выше, однако это принципиально не вносит изменений в результат диагностики попутной воды, т.к. абсолютная разница ничтожна, а попутная вода при такой минерализации однозначно диагностируется как конденсационная (Рисунок 73).

При исключении проб по которым разница минерализаций больше $\pm 20\%$, коэффициент корреляции составляет 0,98 (Рисунок 74), что в соответствии с

Программой испытания является положительным результатом и позволяет на ранних этапах выявлять обводнение скважин и решает поставленную задачу по оперативному контролю за обводнением скважин.



Рисунок 73 – Сравнение минерализации при закачке солевых растворов на устье скважины

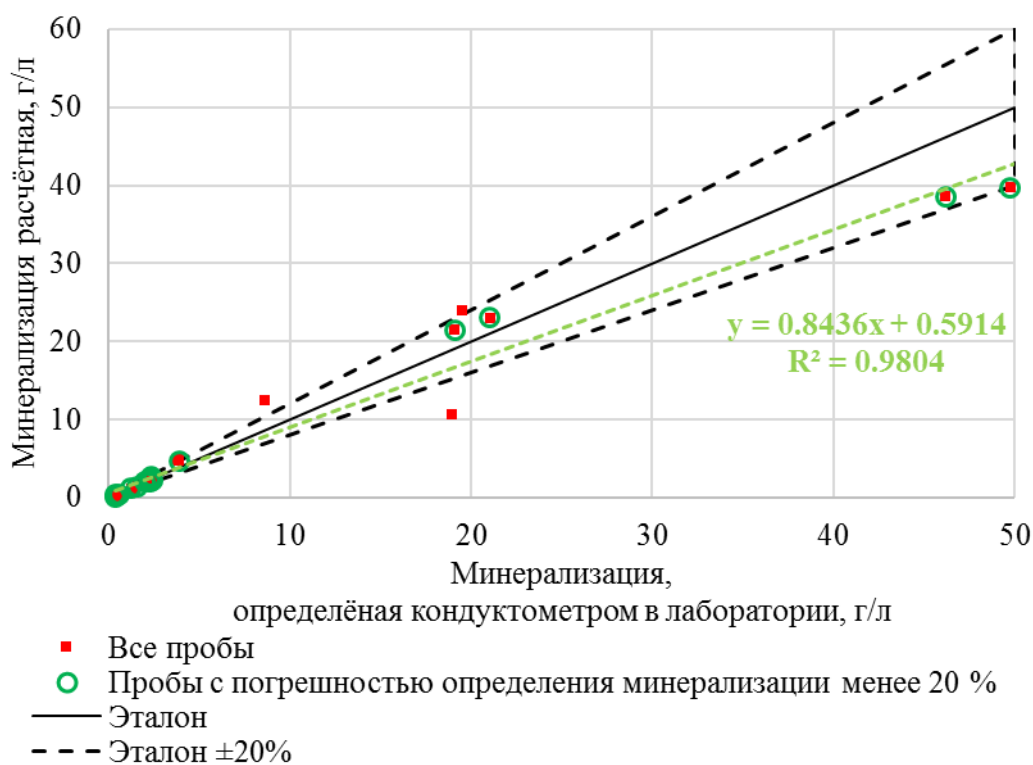


Рисунок 74 – Сопоставление расчётной минерализации с лабораторными измерениями

3.3. Оптимизация контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин

Внедрение разработанной методики оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин (см. гл. 2) на уже введённых в эксплуатацию месторождениях требует дополнительных затрат не только на оборудование, но также на проект реконструкции обвязки скважин и строительные-монтажные работы. Очевидно, что для экономической привлекательности (эффективности) разработки месторождения необходим компромисс между совершенствованием контроля за разработкой и уровнем затрат на её организацию, поэтому предлагается оптимизировать предлагаемую методику за счёт укрупнения объекта контроля - переносом места установки резистивного датчика со скважин на общую точку сбора продукции группы скважин (куст скважин, установка комплексной подготовки газа (УКПГ) [Пермяков, 2019]). Это возможно поскольку смешивание водных растворов солей происходит по аддитивному закону (при исключении осадкообразования из-за несовместимости вод), поэтому достаточно выявить момент обводнения группы скважин. При этом источник обводнения устанавливается за счёт разукрупнения объекта контроля до меньших групп скважин или отдельных скважин. После водоизоляционных работ и отработки скважины от техногенной воды или после ликвидации обводнённой скважины, групповой способ оперативного контроля за обводнением восстанавливает свою информативность.

К укрупнению точек контроля следует подходить взвешенно, так как при таком способе контроля снижается чувствительность к обнаружению начала поступления минерализованной воды. В лучшем случае для выявления обводняющейся скважины придётся выполнить отбор проб вручную по всему фонду газового промысла, а в худшем - начало обводнения не будет зафиксировано. Допустимое количество скважин для мониторинга обводнения по общей точке оценивается по величине минерализации пластовой воды, чувствительности поточного датчика и минерализации пластовой воды для рассматриваемого объекта контроля. Например, при минерализации

конденсационной воды 1 г/л, пластовой – 20 г/л и точности датчика по минерализации $\pm 20\%$ возможно зафиксировать обводнение одной скважины (увеличение минерализации в групповой точке контроля более 1 г/л) с долей пластовой воды 20% при 11 «сухих» скважинах в группе. Соответственно при снижении количества скважин в общей точке или при большей минерализации пластовой воды увеличивается чувствительность контроля за обводнением в целом.

Для выбора степени укрупнения объектов контроля необходимо выполнить сравнительные расчёты по разным вариантам и выбрать наиболее оптимальный с точки зрения технологической и экономической эффективности. При этом рекомендуется использовать следующие критерии.

В связи с невозможностью прямого сравнения дискретного и непрерывного способов контроля, экспертно принято, что непрерывный контроль эквивалентен 52 отборам проб в год (замена 1 пробы в год на еженедельный отбор проб). Стоимость одного прибора оценена экспертно, по аналогии с похожим оборудованием, устанавливаемым в обвязку скважин (расходомеры, измерители коррозии), и составляет 100 тыс. руб. Стоимость одного гидрохимического анализа принята 4000 руб. (см. Таблицу 1) [Анализ воды..., 2019; Прейскурант..., 2019]. Расчёт показателей экономической эффективности выполнен в текущих ценах без учёта НДС, дисконтирование приведено к году внедрения разработки.

Для дальнейших рассуждений необходимо ввести понятие эквивалентного количества проб – это количество проб по месторождению за год, которые используются при контроле за обводнением скважин напрямую или опосредовано через общую точку контроля. Рассмотрены 5 вариантов контроля для крупного месторождения с общим фондом 400 скважин, сгруппированных в 40 кустах на 10 газовых промыслах.

Вариант 0 (базовый) - действующая схема контроля за обводнением с применением гидрохимических анализов.

Вариант 1 отличается от базового применением инструментального контроля минерализации при помощи кондуктометра в полевых условиях, что

позволяет снизить количество проб, направляемых в лабораторию, в 4-20 раз при неизменном эквивалентном количестве проб.

В варианте 2 контроль дополнительно осуществляется на всех скважинах при помощи поточного резистивного датчика (условно еженедельно). Пробы из скважин, попутная вода которых содержит техногенную воду и не поддаётся диагностике по минерализации, отбираются вручную и исследуются в лаборатории. В этом варианте контроль становится непрерывным (онлайн) по большей части фонда скважин, а количество проб, исследуемых в лаборатории, уменьшается в 2-10 раз. Этот вариант наиболее информативный, но и самый капиталоемкий.

В варианте 3 поточный резистивный датчик устанавливается на укрупнённом объекте контроля – шлейфах от кустов газовых скважин, что позволяет сократить капитальные затраты на внедрение проточных измерителей пропорционально среднему количеству скважин в кусте, при этом эквивалентное количество проб аналогично варианту 2, а количество проб, исследуемых в лаборатории, снижается приблизительно в 1,5 раза. Этот вариант представляется наиболее оптимальным по соотношению информативности и капитальных затрат, однако следует учитывать предельное количество скважин, которые могут находиться в кусте, чтобы не потерять чувствительность контроля.

Вариант 4 является предельным случаем, когда контроль сводится к одной общей точке на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Эквивалентное количество проб аналогично варианту 2 и 3, а количество проб, исследуемых в лаборатории, практически соответствует варианту 3. Этот вариант следует применять только при достаточной чувствительности технологии к минерализации пластовой воды разрабатываемых эксплуатационных объектов и с учётом предельно допустимого количества скважин в группе.

По результатам анализа экономических расчётов видно (Рисунок 75), что выбор оптимального варианта оперативного контроля зависит от доли проб, которые могут быть диагностированы по минерализации, а значит, в общем случае, от стадии разработки месторождения (количества обводнённых скважин).

Следует отметить, что все варианты приносят экономический эффект относительно Варианта 0 (базового). С учётом длительной окупаемости Вариант 2 рекомендуется к внедрению только на стадии ввода месторождения в разработку, на более поздних стадиях разработки рекомендуется Вариант 3 для месторождений с большим фондом скважин и Вариант 4 для мелких месторождений. Кроме того, с практической точки зрения, рекомендуется к внедрению Вариант 1 на всех месторождениях – во всех отбираемых пробах попутной воды рекомендуется измерять УЭП и минерализацию кондуктометром и при её значении меньше или равной минерализации конденсационной воды ГХА можно не проводить, что позволит сэкономить на химических реактивах и трудозатратах.

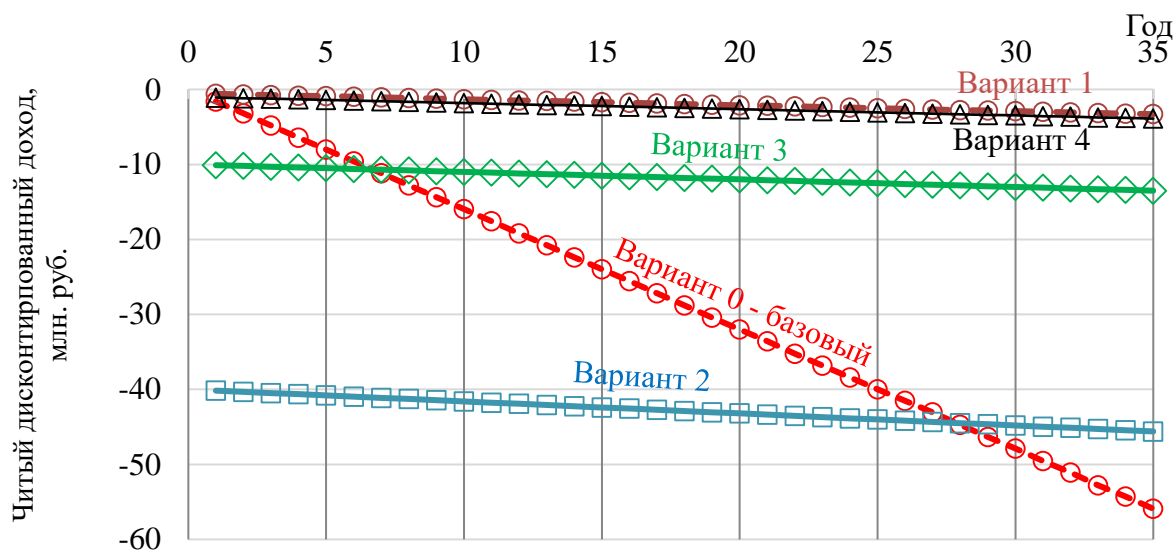


Рисунок 75 – Чистый дисконтированный доход на стадии растущей добычи для уникального по запасам месторождения по данным ООО "Газпром добыча Надым"

Наибольший эффект от внедрения оперативного контроля за обводнением скважин достигается не снижением затрат на химреактивы, а своевременной постановкой скважин в капитальный ремонт, сокращения времени простоя скважин, предотвращения аварийных ситуаций, снижения сложности, длительности, а следовательно, и стоимости капитальных ремонтов. Так при средней стоимости водоизоляционных работ около 20 млн. руб. (без учёта ликвидации осложнений в виде промывки песчано-глинистой пробки, замены глубинного и устьевого оборудования, подвергшегося абразивному износу),

На первом уровне осуществляется онлайн контроль минерализации попутной воды поточным резистивным датчиком и диагностика генезиса по минерализации. Увеличение минерализации по сравнению с предыдущими замерами указывает на приток высокоминерализованной воды, следовательно, необходимо разукрупнить объект контроля (до отдельных скважин) для установления источника притока этой воды – переход на второй уровень контроля.

На втором уровне контроля осуществляется отбор проб на устье скважины при рабочем дебите. По аналогии с первым уровнем контроля определяется общая минерализация проб, но при помощи портативного кондуктометра, и осуществляется диагностика попутной воды по минерализации и выявляется обводняющаяся скважина. Пробы со скважин с закачанной технической жидкости подлежат более детальному анализу на третьем уровне контроля, по остальным скважинам усиление контроля не требуется.

На третьем уровне контроля пробы подвергаются стандартному гидрохимическому анализу и диагностике попутной воды графоаналитическим способом [Способ диагностики попутных..., 2019; Способ диагностики попутных..., 2020] или способом, основанным на формуле А. Р. Ахундова (см. раздел 2.4).

Результаты исходных замеров удельной электрической проводимости, ионного состава и результатов диагностики попутной воды с каждого уровня контроля аккумулируются в базе данных для оперативного их использования при анализе эксплуатации скважины, оценке эффективности геолого-технических мероприятий и принятия решения по дальнейшей эксплуатации, ремонту или ликвидации скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методика оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по непрерывному измерению электрического сопротивления попутной воды выгодно отличается от известных методик контроля за обводнением и имеет технологический, управленческий и экономический эффект.

Технологический эффект заключается в переходе от дискретного отбора проб к непрерывному мониторингу при минимальном участии работника. Это достигается за счёт применения в качестве диагностических признаков воды её электрофизических параметров вместо гидрохимических показателей, что значительно повышает оперативность исследования пробы попутной воды. Для измерения электрофизических параметров используется проточный резистивный датчик, установленный в углублении на нижней образующей трубопровода, что даёт возможность накапливать и обновлять пробы в непрерывном режиме, и определять минерализации попутной воды по электрическому сопротивлению непосредственно в точке отбора проб. Диагностика попутной воды осуществляется по минерализации с учётом априорной информации по применению технических жидкостей в скважине. По статистическим данным такая методика обеспечивает диагностику генезиса около 75% всех отбираемых проб на месторождениях ООО "Газпром добыча Надым", в том числе наиболее важных проб, представленных конденсационно-пластовой водой, по появлению которой на ранних этапах фиксируется обводнение скважин и участков залежи газа пластовой водой.

Управленческий эффект заключается в возможности обнаружения первых признаков обводнения скважин, что позволяет предпринимать действия для предотвращения связанных с ним осложнений эксплуатации (разрушение прискважинной зоны пласта-коллектора, абразивный износ оборудования, накопление песчано-глинистой пробки и др.). Это достигается за счёт непрерывного и единовременного мониторинга типа попутной воды по всему

фонду скважин месторождения, в том числе с возможностью интеграции в систему «интеллектуального месторождения».

Экономический эффект от использования методики заключается: во-первых, в снижении простоев скважин и минимизации потерь в добыче газа, за счёт их своевременного вывода в ремонт; во-вторых, в снижении затрат на химические реагенты для лабораторий, снижении трудовых затрат лаборантов химического анализа и операторов по добыче нефти и газа за счёт сокращения ручного отбора проб и их лабораторного анализа. Для сокращения капитальных затрат на оборудование промыслов поточным измерителем минерализации разработаны критерии позволяющие обоснованно выбирать необходимую степень укрупнения объектов контроля с учётом стадии разработки месторождения, минерализации пластовой воды, количества объединяемых скважин и стоимости гидрохимических анализов. Оценочные расчёты показывают, что наиболее оптимальным является вариант укрупнения объекта контроля до кустовой площадки. В случае необходимости выявления обводнившейся скважины в пределах куста, осуществляется отбор проб по каждой скважине с измерением УЭП в полевых условиях портативным кондуктометром, что также позволяет сократить нагрузку на лабораторию. Экономический эффект от использования методики непрерывного контроля обводнения скважин только за счёт снижения расхода химических реактивов на примере одного из месторождений ЯНАО составляет около 5,0 млн. руб. за 10 прогнозных лет, что доказывает практическую значимость выполненной разработки.

Успешное опробование разработки осуществлено на скважине № 814 Медвежьем НГКМ, по результатам которого доказана работоспособность поточного резистивного датчика для определения минерализации в диапазоне 1-50 г/л. Это обеспечивает решение задачи по оперативному выявлению обводнения скважин пластовой водой. Кроме того, показано, что поточный резистивный датчик можно использовать при наличии механических примесей (представленных песком) в газожидкостном потоке объёмной долей до 10% от

объёма жидкости и при наличии жидких углеводородов объёмной долей до 72 % от объёма жидкости.

У разработанной методики оперативного контроля за обводнением есть и недостаток. В случае, когда по априорным данным попутная вода может содержать техногенную воду (по статистике это 25 % всех проб) диагностика по минерализации лишь качественная - оценивается содержание разных типов воды в диапазоне возможной минимальной и максимальной их доли. Более точная диагностика осуществляется одним из проанализированных способов (см. раздел 2.7.2 и 2.7.3) [Способ диагностики попутных..., 2019; Способ диагностики попутных..., 2020] по результатам стандартного гидрохимического анализ (ГХА) пробы попутной воды, отобранной вручную, но в этом случае снижается частота и оперативность контроля.

Запланировано дальнейшее развитие методики контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин:

1. В ближайшей перспективе - оценить стабильность показаний резистивного датчика при наличии в потоке механических примесей, представленных глинистыми частицами, способными консолидироваться в случае осаждения в пробоуловителе и исказить показания резистивного датчика.
2. На будущее – разработка способов определения индикаторов техногенной воды.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ГТМ - геолого-технические мероприятия;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ЯМК – ядерно-магнитный каротаж;
- ДК – диэлектрический каротаж;
- ГВК – газовойодяной контакт;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ЭК – эксплуатационная колонна;
- К – конденсационная вода;
- П – пластовая вода;
- Т – техногенная вода;
- К-П –конденсационно-пластовая вода;
- К-Т –конденсационно- техногенная вода;
- П-Т –пластово-техногенная вода;
- К-П-Т –конденсационно-пластово-техногенная вода;
- ГРР – геологоразведочные работы;
- ИСЭ – ионоселективный электрод;
- ГГХК – гидрогеохимический каротаж;
- КДП – комплексная диэлектрическая проницаемость.

СПИСОК ТЕРМИНОВ

Механические примеси – примеси в твёрдой фазе, содержащиеся в продукции скважин (частицы породы, продукты коррозии оборудования);

Конденсационная вода (К) - образуется путём конденсации водяных паров пластового газа, отмечается в продукции всех газовых и газоконденсатных скважин и имеет минерализацию менее 1 г/л;

Пластовая вода (П) – свободная вода пластов коллекторов способная перемещаться под действием гравитации и гидравлического напора;

Техногенная вода (Т) – водная часть технических жидкостей, введённых в пласт при бурении, эксплуатации и ремонтах скважин.

Электрометрические методы - основаны на измерении различных электрических характеристик веществ (применяются законы М. Фарадея, Г. Ома и уравнение электродного потенциала В. Нернста).

Диэлектрометрия (диэлькометрия)- совокупность методов количественного определения веществ и исследования их молекулярной структуры, основанных на измерении диэлектрической проницаемости и тангенса угла диэлектрических потерь.

Диагностика генезиса попутной воды – определение доли конденсационной, пластовой и техногенной воды в составе попутной.

Генетический профиль попутной воды – результат диагностики генезиса попутной воды, численно выражающий долю конденсационной, пластовой и техногенной воды в составе попутной.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдрахманов, Р. Ф., Попов, В. Г. Геохимия и формирование подземных вод Южного Урала / В. Н. Пучков (отв. ред. чл.-корр. РАН) – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 420 с.
2. Абукова, Л. А. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Е. П. Варягова // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. - 2015. - Вып. 2 (12).
3. Анализ воды, цена. Стоимость проведения анализа воды //ООО "Академлаб" - Режим доступа: <http://www.academlab.ru/services/analiz-vody/analiz-vody-sena-2/>, свободный, дата обращения 13.05.2019.
4. Ахундов, А. Р. К графоаналитическому методу определения смеси двух вод / А. Р. Ахундов, Ф. Е. Гезалов // Докл. АН АзССР. – 1964. – Т. 20. - № 1. – С. 35-40.
5. Балашов, Л. С. Роль смешения подземных вод в формировании их химического состава // Труды АН СССР. – М., 1961. – Т. XXXVI. – С. 95-109.
6. Блажевич, В. А. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин / В. А. Блажевич, В. Г. Уметбаев. – М.: Недра, 1985. – 208 с.
7. Бобров П. П. Спектры диэлектрической проницаемости нефтеводонасыщенных песчано-глинистых пород различного минералогического состава и релаксационные свойства воды в этих породах / П. П. Бобров, В. Л. Миронов, А. В. Репин // Геология и геофизика. - 2015. – Т. 56. – № 7. – С. 1359-1368.
8. Бурдынь, Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод: Изд. 2-е, перераб. и доп. Учебник / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. – М.: Недра, 1978. – 277 с.
9. Бутаев, А. М. Радиоактивность природных вод и искусственные радионуклиды в объектах биосферы Дагестана / А. М. Бутаев, А. С. Абдулаева, М. А. Гуруев // Вестник Дагестанского научного центра. - 2006. - № 24. - С. 62-69.

10. Бюкачек, Р. Ф. Равновесное содержание влаги в природных газах: пер. с англ. – М.: ВНИИГАЗ, 1959. – 56 с.
11. Василевский, В. Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего / В. Н. Василевский, А. И. Петров. - М.: Недра, 1989. - 271 с.
12. Васильев В.П. и др. Практикум по аналитической химии: учебн. пособие для вузов / В.П. Васильев, Р.П. Морозова, Л.А. Кочергина; Под ред. В.П. Васильева. – М.: Химия, 2000, 328 с.
13. Васильева, В. Н. К методике анализа процесса смешения вод // Труды Всесоюз. заоч. политехн. ин-та. – М. – 1967. – Вып. 37. – С. 64-76.
14. Гадиров. З. С. Проблемы пескопроявления при эксплуатации скважин подземного хранилища газа / З. С. Гадиров. [и др.] // Каротажник. Научно-технический вестник. - 2018. - № 5 (287). – С. 24-31.
15. Гасумов, Р. А. Техника и технология ремонта скважин: в 2 т. / Р. А. Гасумов, В. З. Минликаев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – Т. 1. – 360 с.
16. Гончаров, В. С. Методическое руководство по гидрогеохимическому контролю за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений / В. С. Гончаров, В. Г. Козлов, Т. В. Левшенко. – М.: ВНИИГАЗ, 1995. - 90 с.
17. ГОСТ 8.354-85 Государственная система обеспечения единства измерений. Анализаторы жидкости кондуктометрические. Методика поверки.
18. Грикевич, Э. А. Гидрохимический способ определения составляющих смешения // Вопросы изучения и анализа режима подземных вод. - М.: ВСЕГИНГЕО, 1967. – Вып. 2. – С. 76-86.
19. Дебай, П. Полярные молекулы. – М.: Гостехиздат, 1931. - 247 с.
20. Дебай, П. Теория электрических свойств молекул / П. Дебай, Г. Закк. – М.: ОНТИ, 1934. - 144 с.
21. Дистиллер, А. Д. К вопросу о линейных функциях Н. А. Огильви // Вопросы гидрохимии подземных вод. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1969. – № 20. – С. 83-89.

22. Долгов, С. В. Влияние песчаной пробки на работу газовой скважины / С. В. Долгов, В. В. Зиновьев, И. В. Зиновьев // Сб. науч. тр. Серия «Нефть и газ». Вып. II. - Ставрополь: СевКавГТУ. 1999. - С. 177-185.
23. Единичные расценки на обработку материалов геофизических исследований в действующих скважинах, пробуренных на нефть и газ : РД 153-39.0-085-03 : утв. 26.09.2003 : ввод в действие с 01.01.2004. – М.: ОАО «Газпром», 2003. – 138 с.
24. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология / М. А. Жданов – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 536 с.
25. Зинченко, А. В. Новый справочник химика и технолога. Химическое равновесие. Свойства растворов. / А. В. Зинченко [и др.] - СПб.: АНО НПО "Профессионал", 2004. - 998 с.
26. Зорькин, Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник / Под ред. Л. М. Зорькина – М.: Недра, 1989. – 382 с.
27. Зубков, М. Ю. Примеры использования программно-аппаратурного комплекса на основе ЯМР-релаксометра «Протон-20М» при петрофизических исследованиях керна и флюидов / М. Ю. Зубков, А. Г. Потапов // Каротажник. - 2016. - №1. - Вып. 259. - С. 11-23.
28. Зыкин, Н. Н. Генезис пластовых вод нефтяных месторождений по данным их изотопного состава / Н. Н. Зыкин // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии: Материалы междунар. конф., посвящ. 80-летию А. А. Карцева. – М.: ГЕОС, 2005. – 570 с.
29. Иванов, Г. М. Теплотехнические измерения и приборы : учебник для вузов / Г. М. Иванов, Н. Д. Кузнецов, В. С. Чистяков. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 232 с.
30. Идентификация пластовых вод месторождения им. Ю. Корчагина, Северный Каспий / Г. Ю. Исаева [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. - 2017. - № 3 (66). – С. 65-77.
31. Изотопный способ определения природной воды в продукции скважин газовых и газоконденсатных месторождений: Пат. 2571781 Российская

- Федерация, G01N33/18, E21B49/08, E21B43/00 / С. И. Голышев, В. Б. Поплавский, А. К. Арабский, С. А. Кирсанов, А. В. Меркулов, Н. Л. Падалко, О. П. Андреев; заявитель и патентообладатель Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья». - № 2014149931/03; заявл. 10.12.11; опубл. 20.12.15.
32. Изюмченко, Д. В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко [и др.] // Вести газовой науки. Научно-технический вестник. – 2018. - № 1 (33). – С. 235-242.
33. Имаев, С. З. Применение систем внутритрубной сепарации для предотвращения уноса капельной жидкости из колонн деэтанализации конденсата / С. З. Имаев, Г. С. Тудорович // Газовая промышленность. – 2018. - № 11 (777). – С. 74-76.
34. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под ред. Г. А. Зотова. З. С. Алиева. - М.: Недра. - 1980. - 301 с.
35. Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложения солей: РД 39-23-1055-84: утв. Министерством нефтяной промышленности 11.03.1984 : ввод в действие с 15.05.1984. – Тюмень: Ротапринт СибНИИИМП, 1984. – 77 с.
36. Каплеотделитель универсальный малогабаритный типа УГМК5 [электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://tyumenniigiprogaz.gazprom.ru/about/working/production/vypuskaemoe-oborudovanie/gazopromysl-ovoe-oborudovanie/kapleotdelitel-universalnyj/>, свободный, дата обращения: 01.06.2019.
37. Карпюк, Е. Ф. Компьютеризированный способ диагностики пластовых вод в попутных жидкостях (на примере Вуктыльского НГКМ) / Е. Ф. Карпюк, В. Н. Мильков // Севергазпром: союз науки и производства в области геологии, разработки месторождений и транспорта газа в Тимано-Печорской провинции. – Ухта: СеверНИПИГаз, 1999. – С. 100-104.

38. Карцев, А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. - Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: Недра, 1972. - 280 с.
39. Козлов, А. Л. Проблемы геохимии природных газов / А. Л. Козлов – М.: Гостоптехиздат, 1950.
40. Козлов, А. Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. – М.: Гостоптехиздат, 1959.
41. Колесников В. П. Основы интерпретации электрических зондирований. – М.: Научный мир, 2007. - 248 с.
42. Комаров С. А. Аэрокосмическое зондирование гидрологического состояния почв радиофизическими методами / С. А. Комаров, В. Л. Миронов, А. Н. Романов. - Барнаул: Изд-во АГУ, 1997. - 101 с.
43. Комаров С. А. Радиофизические методы дистанционного зондирования почвенного покрова. //Дисс. на соиск. уч. степени д.ф.-м.н. Барнаул, 1998. - 324 с.
44. Кононенко, И. Я. Эффективность ядерно-магнитных исследований при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа / И. Я. Кононенко, Я. Л. Белорай // Геоинформатика. - 2006. - № 3. - С. 83-90.
45. Контроль за обводнением газовых скважин по удельной электрической проводимости жидкой фазы водогазового потока / В. С. Пермяков [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5. - С. 52-57.
46. Коротеев, А. П. Спутник гидрогеолога: издание 2-е исправленное и дополненное / А. П. Коротеев. – М., Л.: ОНТИ НКТП СССР, 1936. – 352 с.
47. Коррективы к проекту разработки сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ : отчет о НИР (заключ.) : ООО «ВНИИГАЗ» ; рук. Цыбульский П. Г. ; исполн.: Степанов Н. Г. [и др.]. – М.: 2003. – 186 с. – Библиогр.: с. 65.
48. Кошелев, А. В. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А. В. Кошелев, Г. С. Ли, М. А. Катаева // Вести газовой науки. Научно-технический вестник. - 2014. - № 3 (19). – С. 106-115.

49. Крайнов, С. Р. Гидрогеохимия : Учебник для вузов / С. Р. Крайнов, В. М. Швец. – М.: Недра, 1992. - 463 с.
50. Кротиков В. Д. Моделирование отражения микроволн от поверхности акваторий с разливом обводнённой нефти / В. Д. Кротиков [и др.] // Известия высших учебных заведений. Радиофизика. - 2015. - Т. 58. № 1. - С. 21-30.
51. Кузнецов, В. С. Электролитическое получение хлора. – М., Л.: Государственное издательство оборонной промышленности, 1939.
52. Ли, Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Дж. Ли, Г. Никенс, М. Уэллс : Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг». 2008. – 384 с., ил. (Промышленный инжиниринг).
53. Лилеев, А. С. Диэлектрические свойства водных растворов иттрия и меди / А. С. Лилеев, А. К. Лященко, В. С. Харькин // Журнал неорганической химии. - 1992. - Т. 37, вып. 10, № 6. - С. 2287-2291.
54. Лопатин Б. А. Теоретические основы электрохимических методов анализа : учеб. пособие для ун-тов. – М.: Высшая школа, 1975. – 295 с.
55. Лысенков, В. А. Определение характера насыщения коллекторов в обсаженных нефтегазовых скважинах на основе стационарных нейтронных методов: автореф. дис. ... канд. геол. - минер. наук: 25.00.10 / Лысенков Виталий Александрович. – Екатеринбург, 2011. – 24 с.
56. Ляликов, Ю. С. Физико-химические методы анализа. Издание 5-е, перераб. и доп. / Ю. С. Ляликов. – М.: Химия. – 1973. – 536 с.
57. Лященко, А. К. Вращательное движение молекул воды в гидратных оболочках ионов и широкополосные диэлектрические спектры растворов электролитов / А. К. Лященко [и др.] // Журнал физической химии. - 1993. - Т. 67, № 8. - С. 1615-1622.
58. Малогабаритный высокоэффективный сепаратор СЦВ-5 : Пат. № 2221625 Российская Федерация, МПК В01D45/12 / Кочубей Ю. И.; заявитель и патентообладатель Рогожкин С. А. – 2003100156/15 ; заявл. 04.01.2003; опубл. 20.01.2004.

59. Массовая концентрация натрия в водах. Методика выполнения измерений потенциометрическим методом с ионоселективным электродом : РД 52.24.365-2008 : утвержден и введен в действие зам. руководителя Росгидромета 23.01.2008. – Ростов-на-Дону, 2008. – 30 с.
60. Махнач, Р. Б. Предмет и задачи гидрогеохимии, её место среди других наук, структура, основные этапы развития. Области применения гидрогеохимических данных [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.bygeo.ru/materialy/tretii/gidrogeohimiya-mahnach-chtenie/1965-predmet-i-zadachi-gidrogeohimii-ee-mesto-sredi-drugih-nauk-struktura-osnovnye-etapy-razvitiya-oblasti-primeneniya-gidrogeohimicheskikh-dannyh.html>, свободный, дата обращения: 06.05.2017.
61. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 153-39.0-109-01: утв. Минэнерго России 05.02.2002: введ. в действие 01.03.2002. – М., 2002.
62. Методические указания по применению кондуктометрического контроля для ведения водного режима электростанций: МУ 34-70-114-85 : утв. Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем 23.08.1985 : ввод в действие с 01.01.1986. – Москва: СОЮЗТЕХЭНЕРГО, 1986. – 37 с.
63. Мини-лаборатории для анализа воды «Эксперт-003» с тест-системами // ООО "НТК Аналит-Нева" - Режим доступа: <http://analitlab.ru/expert-003-labs>, свободный (дата обращения 13.05.2019).
64. Митник, Л. М. Излучательные характеристики водной поверхности // Серия Океанология (обзор). - Обнинск: Информ. Центр, 1978. - 66 с.
65. Муляк, В. В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным : автореф. дис. на соиск. учен. степ. д-ра. техн. наук : 25.00.17 / Муляк Владимир Витальевич. – М., 2008. - 34 с.

66. Муляк, В. В. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк [и др.]. – М.: ГЕОС, 2007. – 245 с.
67. Нефтегазовая гидрогеология. Учебник для вузов. 3-е издание переработанное и дополненное / А. А. Карцев [и др.]. – М.: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. - 264 с.
68. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учеб. для вузов / В. Г. Канагин [и др.]. – М.: Недра, 1997. – 366 с.
69. Обработка воды методом электродиализа. - М.: Стройиздат, 1986. – 172 с.
70. Оптимизация схемы гидрохимического контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин / В. С. Пермяков [и др.] // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология" (Новосибирск, 24-26 апреля 2019). - Новосибирск: СГУГиТ, 2019. - Т. 2., № 3 - С. 201-208.
71. Основные технические решения по предотвращению накопления жидкости в газосборных сетях / Ротов А. А. [и др.] // Вести газовой науки. - 2015. - № 3 (23). - С. 109–115.
72. Пермяков, В. С. Оперативная диагностика генезиса воды, выносимой из скважин // Тезисы докл. XII-ой всероссийской конф. молодых учёных, специалистов и студентов. «Новые технологии в газовой промышленности». Секция 1. Геология, поиск и разведка нефтегазовых месторождений (Москва, 24-27 октября 2017). – М.: РГУ НиГ им. И.М. Губкина, 2017. – С. 22.
73. Пермяков, В. С. Перспективы использования электрохимических методов анализа для диагностики происхождения попутных вод газоконденсатных скважин / В. С. Пермяков [и др.] // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология" (Новосибирск, 17–21 апреля 2017). - Новосибирск: СГУГиТ, 2017. - Т. 4. - С. 8-12.

74. Пермяков, В. С. Результаты сравнительного анализа методик определения генезиса воды, выносимой из газовых скважин / В. С. Пермяков, А. Н. Харитонов, Ю. А. Архипов // Сборник тезисов 69-ой междунар. молодёжной науч. конф. «Нефть и газ – 2015» (Москва, 14-16 апреля 2015). - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – Т. 1.
75. Пермяков, В. С. Результаты сравнительного анализа методик определения генезиса воды, выносимой из газовых скважин. / Сборник тезисов VIII научно-практической конференции молодых специалистов и учёных. – Надым. – 2015. - С. 13.
76. Петренко, В. И. Контроль за обводнением газоконденсатных скважин с помощью наблюдения за минерализацией пластовых вод / В. И. Петренко, Г. В. Рассохин, И. А. Леонтьев // Газовое дело. – 1966. - № 2.
77. Портативные лаборатории // ООО "ИбисЛаб". - Режим доступа: <http://ibislab.ru/magazin/folder/portativnye-laboratorii>, свободный (дата обращения 13.05.2019).
78. Посохов, Е. В. Минеральные воды (лечебные, промышленные, энергетические) / Е. В. Посохов, Н. И. Толстихин - Л.: Недра, 1977. – 240 с.
79. Потапов, А. А. Диэлектрические свойства бесконечно разбавленных растворов / А. А. Потапов // Журнал физической химии. - 1993. - № 11. - С. 2193-2198.
80. Потапов, А. А. Диэлектрические свойства растворов аммиака / А. А. Потапов, И. Ю. Пархоменко // Журнал физической химии. - 1996. - Т. 70. - № 11. - С. 1976-1979.
81. Прейскурант цен 2019 // ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Архангельской области». - Режим доступа: http://fbuz29.rospotrebnadzor.ru/okazyvaemye_uslugi/prejskurant_cen/, свободный, дата обращения 13.05.2019.
82. Разработка методов и систем оперативного анализа и диагностики жидкости, выносимой из скважин : отчёт о НИР (Этап 1) : Институт нефтегазовой

- геологии и геофизики им. А. А. Трофимука ; рук. Эпов М. И. ; исполн.: Ельцов И. Н. [и др.]. – Новосибирск, 2015. - 58 с. – Библиогр.: с. 51-53.
83. Разработка методов и систем оперативного анализа и диагностики жидкости, выносимой из скважин: отчёт о НИР (заключ.) : Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука ; рук. Эпов М. И. ; исполн.: Ельцов И. Н. [и др.]. – Новосибирск, 2016. - 123 с. – Библиогр.: с. 83.
84. Разработка научно-обоснованных технических, технологических и организационных решений по развитию ООО "Газпром добыча Надым": отчёт о НИР (Этап 5) : Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука ; рук. Ельцов И. Н.; исполн.: Эпов М. И. [и др.]. – Новосибирск, 2014. – 248 с. – Библиогр.: с. 52-53.
85. Разработка технических решений для комплексного мониторинга генезиса вод эксплуатационных скважин нефтегазоконденсатных месторождений на основе гидрохимических и электрофизических методов: Отчёт о НИР (Этап 1) / И. Н. Ельцов [и др.] – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2018. - 254 с.
86. Рахбари, Н. Ю. Роль водорастворённых газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами (на примере месторождения Медвежье) : автореф. дис. на соиск. уч. ст. к. г.-м. н. : 25.00.12 / Рахбари Наталья Юрьевна; Институт проблем нефти и газа. – М., 2012. - 21 с.
87. Результаты лабораторных экспериментов по использованию контейнерного фильтра с гравийной обсыпкой в скважинах ПХГ / Т. А. Гунькина [и др.] // Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: Сборник научных трудов СевКавНИПИгаза. - Ставрополь: РИЦ ООО «СевКавНИПИгаз», 2003. - С. 492-496.
88. Рекомендации для определения генезиса жидкости, поступающей из газовых скважин с целью оценки качества геолого-технологических мероприятий на Медвежьем, Юбилейном, Ямсовейском и Бованенковском месторождениях: отчёт о НИР (заключ.) : Институт проблем нефти и газа; рук. Абукова Л. А.; исполн.: О. П. Абрамова [и др.]. - М., 2013. – 87 с. – Библиогр.: с. 56-58.

89. Романов, А. Н. Дистанционные микроволновые методы для геоэкологического мониторинга засоленных и подтопленных почвогрунтов : диссертация ... доктора технических наук : 25.00.36. - Барнаул, 2004. - 255 с.
90. Романов, А. Н. Влияние массовой концентрации минеральных солей на диэлектрические характеристики их водных растворов в микроволновом диапазоне // Радиотехника и электроника. - 2004. - Т. 49. - № 9. - С. 1157-1163.
91. Рубцов, М. Г. Применение гидрогеохимического каротажа при исследованиях нефтяных скважин / М. Г. Рубцов, В. Я. Купер // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2009. - № 5 (2), Т. 11. – С. 332 - 336.
92. Руководство по измерению электропроводности. Теория и практика лабораторных измерений [Электронный ресурс] <https://www.mt.com/ru/ru/home/library/guides/lab-analytical-instruments/Conductivity-Measurement-Theory-Guide.html> (дата обращения: 22.07.2020).
93. Садовский И. Н., Анализ моделей диэлектрической проницаемости водной среды, используемых в задачах дистанционного зондирования акваторий / И. Н. Садовский [и др.]. - М.: ИКИ РАН, 2013. - 59 с.
94. Серова, Е.Ю. Аналитическая химия и физико-химические методы анализа [Электронный ресурс]: Курс лекций / Б. Н. Дрикер, Е. Ю. Серова // Уральский государственный лесотехнический университет. - 133 с. - Режим доступа: <http://ptgh.onego.ru/file.php/id/f11533-file-original.pdf>. свободный, дата обращения: 11.05.2017.
95. Сковородников И. Г. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. 4-е изд., переработ. и дополн. // Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. - 456 с.
96. Создание базы данных пластовых вод по месторождениям полуострова Ямал: отчёт о НИР (заключит.): ООО «ВНИИГАЗ»; рук. Зыкин Н. Н.; исполн.: Полуэктова Н. С. [и др.]. – М.: 2008. - 214 с. – Библиогр.: с. 204-214.
97. Способ диагностики по данным химического анализа выносимой из газовых скважин воды: Пат. 2128280 Российская Федерация, МПК6 E21B43/00 / Л. С.

- Чугунов, В. А. Хилько, А. И. Березняков, Б. В. Дегтярёв; заявитель и патентообладатель Научно-технологический центр «Надымгазпром». – № 97104580/03; заявл. 24.03.97; опубл. 27.03.99.
98. Способ диагностики попутных вод газовых скважин по данным химического анализа: Пат. 2710652 Российская Федерация, E21B47/00 / Д. В. Манзырев, ... В. С. Пермяков [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым». - № 2018113380; заявл. 12.04.18; опубл. 30.12.2019.
99. Способ диагностики попутных вод газоконденсатных скважин по данным их анализа электрохимическими методами: Пат. 2711024 Российская Федерация, E21B47/00 / Д. В. Манзырев, ... В. С. Пермяков [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым». - № 2018113381; заявл. 12.04.18; опубл. 14.01.2020.
100. Способ определения водного фактора газового промысла : Пат. 2217588 Российская Федерация, МПК E21B 47/00, E21B 43/34 / Кононов В. И., Зайнуллин В. Ф., Гордеев В. Н. и др. ; заявитель и патентообладатель ООО "Надымгазпром. - 2001108762/03 ; заявл. 03.04.2001; опубл. 27.11.2003.
101. Способ определения удельного и общего количества жидкой воды в добываемом природном газе : пат. 2304278 Российская Федерация, МПК7 E21B 47/00, E21B 43/34 / Кононов В. И., Зайнуллин В. Ф., Березников А. И. и др. ; заявитель и патентообладатель ООО "Надымгазпром. - 2006107424/03 ; заявл. 10.03.2006; опубл. 27.07.2007.
102. Справочник по измерению УЭП. Теория и практика лабораторных измерений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mt.com/ru/ru/home/library/guides/lab-analytical-instruments/Conductivity-Measurement-Theory-Guide.html>, свободный, дата обращения: 22.07.2020.
103. Спутник нефтегазопромыслового геолога : справочник / Под ред. И. П. Чоловского. – М.: Недра, 1989. – 376 с.

104. Стифатов, Б. М. Аналитическая химия и физико-химические методы анализа: Учеб. пособ. / Б. М. Стифатов, М. А. Лосева, Ю. В. Рублинецкая. - Самара: Самар. гос. техн. ун-т., 2004. - 184 с.
105. СТО Газпром 6-2005 Методическое руководство по определению компонентного состава природных и сточных вод на объектах газовой промышленности. – Введ. 17.10.2005. – М.: ОАО «Газпром», 2005. – 36 с.
106. СТО Газпром добыча Надым 5.059-2019 Вода пластовая. Вода, выносимая из скважин. Методы определения минерального состава. – Взамен СТО Газпром добыча Надым 5.056-2014; введ. 30.12.2019. - Надым: ООО "Газпром добыча Надым", 2019. – 68 с.
107. СТО Газпром 2-3.3-945-2015 Методика по составлению технологического режима работы промысла (установки комплексной подготовки газа) с расчётом технологических параметров от пласта до входа в головную компрессорную станцию с учётом пиковых нагрузок и незапланированного снижения уровней отборов газа. - Введ. 30.03.2015. - Санкт-Петербург: ПАО «Газпром», 2017. - 94 с.
108. Сулин, В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1948.
109. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах / Пер. с англ. М. А. Цайгера. - М.: Недра. 1986. - 176 с.
110. Телеметрический мониторинг режимов эксплуатации скважин Харвутинской площади ЯНГКМ в условиях выноса песка и жидкости с использованием датчиков-сигнализаторов ДСП-А / С. В. Завьялов [и др.] // Газовая промышленность. - 2017. - № 1 (747). - С. 74-84.
111. Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю. Применение метода ЯМР при оценке петрофизических характеристик пород-коллекторов нефти и газа // Нефть. Газ. Инновации. - 2013. - № 4, Вып. 171. - С. 12-22.

112. Устройство для геофизических исследований в скважинах. Пат. 2335789 Российская Федерация / В. Я. Купер, М. Г. Рубцов, И. Н. Солодов, В. П. Метелев. - Оpubл. 10.10.2008, Бюл. № 28.
113. Устройство для исследования вод в скважинах. Пат. 2260820 Российская Федерация / И. Н. Солодов, В. Я. Купер, М. Г. Рубцов, М. Б. Черток. – Оpubл. 20.09.2005, Бюл. № 26.
114. Устройство для исследования вод в скважинах. Пат.2153184 Российская Федерация / В. Я. Купер, М. Г. Рубцов, И. Н. Солодов, О. А. Липатов, В. А. Задворнов, А. Д. Хотеев. – Оpubл. 20.07.2000, Бюл. № 20.
115. Ферронский, В. И. Изотопия гидросферы земли / В. И. Ферронский, В. А. Поляков. – М.: Научный мир, 2009. – 632 с.
116. Физико-химические методы анализа. Ч. I. Электрохимические методы анализа: учебное пособие для студентов заочной формы обучения / И. Н. Дмитриевич [и др.]. - СПб.: СПб ГТУРП, 2014. - 78 с.
117. Физическая химия. В 2 кн. Кн. 2. Электрохимия. Химическая кинетика и катализ: Учеб. для вузов / К. С. Краснов, Н. К. Воробьев, И. Н. Годнев и др.; Под ред. К. С. Краснова – 3-е изд., испр. – М.: Высшая школа, 2001. – 319 с.
118. Фрелих, Г. Теория диэлектриков. Диэлектрическая проницаемость и диэлектрические потери: пер. с англ. / Г. И. Сканави. – М.: Издательство иностранной литературы, 1960. – 251 с.
119. Ханипова, Л. Р. О перспективах применения ядерно-магнитного каротажа для изучения фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных коллекторов в условиях ОАО «Газпромнефть-ННГ» / Л. Р. Ханипова, Ю. А. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. - Т. 10, № 3. – С. 24-30.
120. Хмелевской, В. К. Основы геофизических методов: учебник для вузов / В. К. Хмелевской, В. И. Костицын. - Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2010. - 400 с.
121. Чепкасова, Е. В. Диагностирование и количественная оценка перемещения газоводяного контакта на основе ретроспективного анализа газодинамических исследований / Е. В. Чепкасова // Вести газовой науки. Научно-технический вестник. – 2016. - № 4(28). – С. 196-201.

122. Чоловский, И. П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Учебник для вузов / И. П. Чоловский [и др.]. – М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ Нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 456 с.
123. Шарков Е. А. Радиотепловое дистанционное зондирование земли: физические основы: в 2 т. Т. 1. - М.: ИКИ РАН. - 2014. - 544 с.
124. Шашокин, В. П. Графико-аналитические методы исследования вод источников и буровых скважин / В. П. Шашокин // Нефтяное и сланцевое хозяйство. – 1925. - № 2. – С. 240-262.
125. Шумскайте, М. Й. Зависимость ЯМР-характеристик песчано-алевритоглинистых образцов от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления / М. Й. Шумскайте, В. Н. Глинских // Геология и геофизика. - 2016. - №10. - Т. 57. - С. 1911-1918.
126. Шумскайте, М. Й. Изменение диэлектрической проницаемости и ЯМР-сигнала влажных порошков кварцевых гранул при увеличении и уменьшении водонасыщенности / М. Й. Шумскайте, П. П. Бобров, А. С. Лапина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2016. - №5. - С. 15-20.
127. Шумскайте, М. Й. Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии / М. Й. Шумскайте [и др.] // Известия томского политехнического института. Инжиниринг георесурсов. - 2017. – № 2. - С. 59-66.
128. Шумскайте, М. Й. Определение петрофизических параметров песчано-глинистых образцов керна и типизация пластовых флюидов методом ЯМР-релаксометрии : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.10 / Шумскайте Мария Йоновна; [Место защиты: Ин-т нефтегаз. геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН]. - Новосибирск, 2017. - 136 с.
129. Электрод ионоселективный ЭЛИС-112Na. Паспорт ГРБА.418422.012-07 ПС.
130. Электрод ионоселективный ЭЛИС-121Ca. Паспорт ГРБА.418422.015-01 ПС.
131. Электрод ионоселективный ЭЛИС-131Cl. Паспорт ГРБА.418422.015-12 ПС.

132. Электроды сравнения ЭСр-10101, ЭСр-10102. Паспорт ГРБА.418422.020-01 ПС.
133. Эпов М. И. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах / М. И. Эпов, П. П. Бобров, В. Л. Миронов, А. В. Репин // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - № 9. - С. 1302-1309.
134. Abdou, M. Finding value in formation water / M. Abdou [et al.] // Oilfield Review Spring. – 2011. – V. 23, № 1. - P. 24-35. - Режим доступа: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/spr11/composite.pdf, свободный (дата обращения: 11.05.2017).
135. Dielectric and radio-frequency emission parameters of formation and condensate waters from gas wells / M. I. Eпов [et al.] // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58(7). – pp. 836-843.
136. Francisca, F. Geophysical and geotechnical properties of near-seafloor sediments in the northern Gulf of Mexico gas hydrate province / F. Francisca [et. al.] // Earth and Planetary Science Letters. - 2005. - V. 237, is. 3–4. - pp. 924-939.
137. Hans de Waal Overview of global 4D seismic implementation strategy / Hans de Waal, Rodney Calvert // Petroleum Geoscience. - 2003. - № 9. - pp. 1–6.
138. High- and low-field NMR relaxometry and diffusometry of the Bakken petroleum system / R. Kausik [et al.] // SPWLA. 57th Annual logging symposium, 2016. - Paper SS. - 7 p.
139. Hursan G. Oil viscosity estimation from NMR logs for in-situ heavy oil characterization / G. Hursan [et al.] // SPE Annual technical conference and exhibition, 2016. - Paper 181600. - 13 p.
140. Klein A. An improved model for the dielectric constant of sea water at microwave frequencies / A. Klein, C. Swift // IEEE Trans. Antennas and Propagation. - 1977. - v. 25. - № 1. - P. 104–111.
141. Kleinberg, R. L. NMR properties of reservoir fluids / R. L. Kleinberg, H. J. Vinegar // The log analyst. - 1996. - v. 37. - №. 6. - P. 20-32.

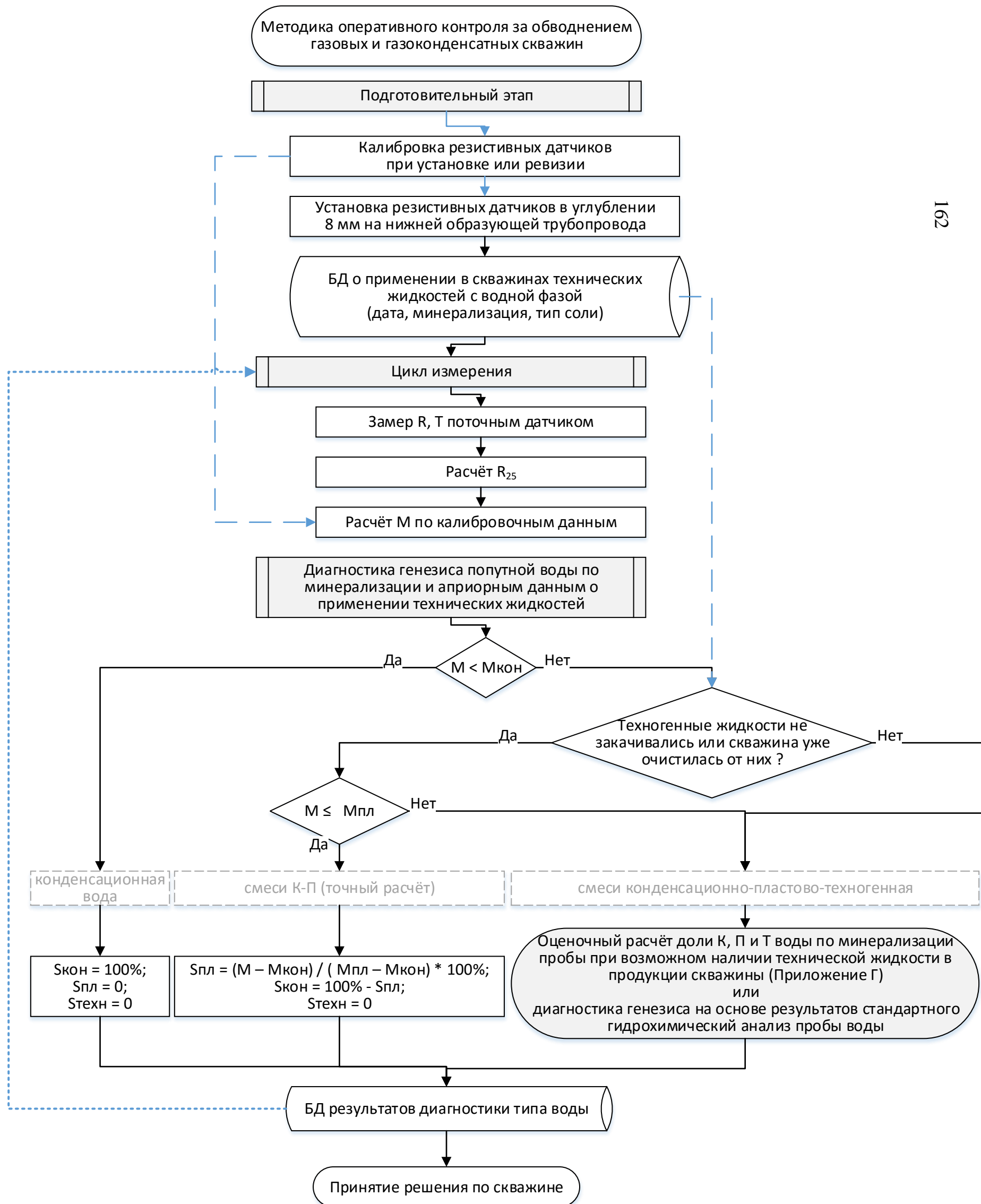
142. May, E. F. Density, dielectric constant and PVT measurements of a gas condensate fluid / E. F. May, [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2004. - V. 41, is. 4. - P. 297-308.
143. Shkalikov, N. V. Solid-like component in the spin-spin NMR-relaxation of heavy oils / N. V. Shkalikov, V. D. Skirda, R.V. Archipov // Magnetic resonance in solid. - 2006. - № 1. - Vol. 8. - P. 38-42.
144. Steen D. A., Wallis G. B., AEC Rept NYO-3114-2. 1964.
145. Stogrin, A. Equations for calculating the dielectric constant for saline water // IEEE Trans. Microwave Theory and Techniques. – 1971. - Vol. 19. № 8. - P. 733–736.
146. Tayler, M. C. Paramagnetic relaxation of nuclear singlet states / M. C. Tayler, M. H. Levitt // Physical Chemistry Chemical Physics. - 2011. - №13. - P. 9128-9130.
147. Test Kits // CHEMetrics, Inc. - Режим доступа: <https://www.chemetrics.com/index.php?route=product/category&path=59>, свободный (дата обращения 13.05.2019).
148. Wallis G. B. One-dimensional two-phase flow. - N.-Y.: McGraw-Hill book Company, 1969. – 408 p.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А.
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРОБ ПОПУТНОЙ ВОДЫ ИЗ СКВАЖИН МЕДВЕЖЬЕГО, ЮБИЛЕЙНОГО И ЯМСОВЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

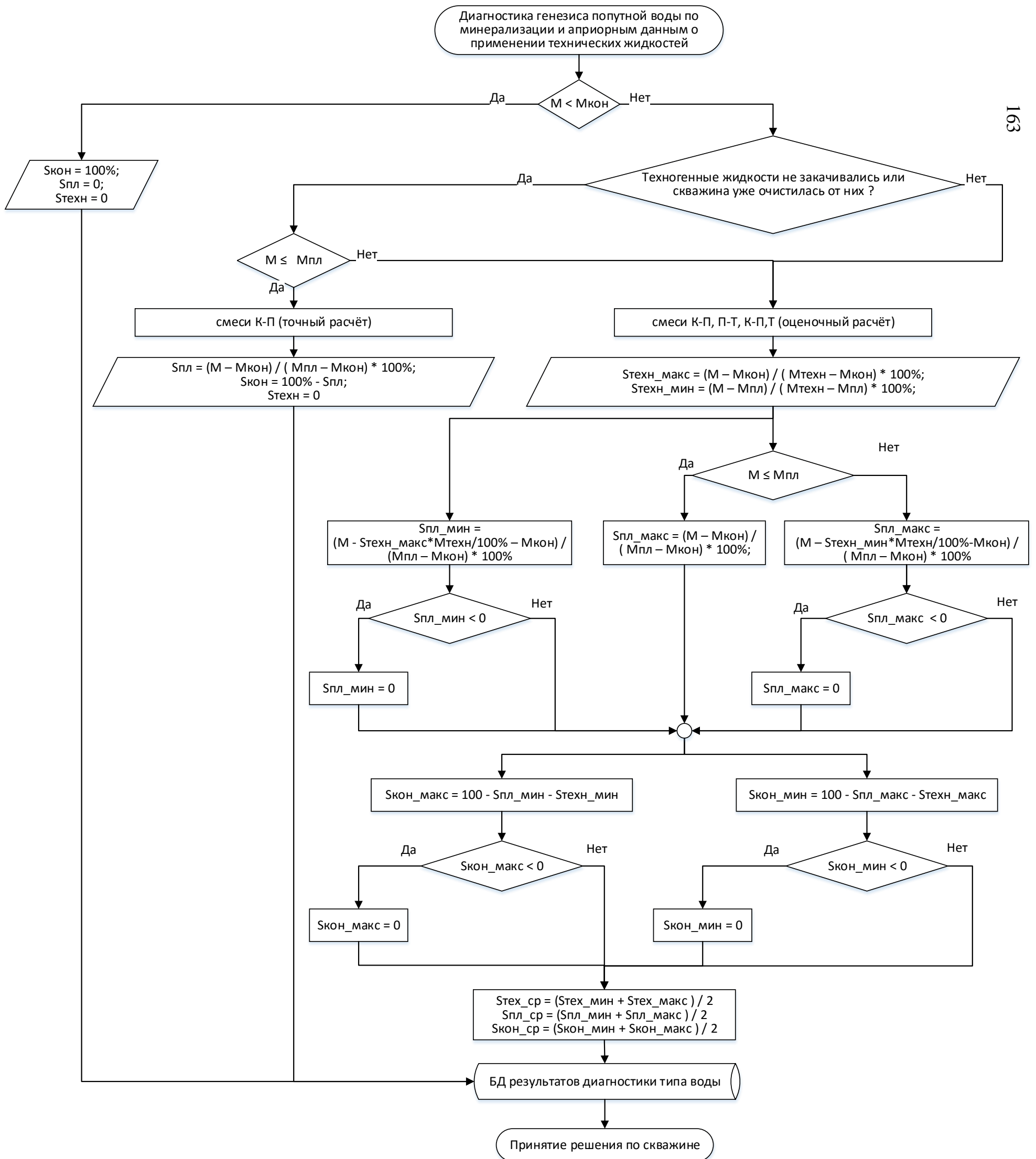
Номер пробы	pH	Eh	УЭП	Cl	PO4	SiO2	Ca	Mg	K	Na	Li	Fe	Al	Mn	Ba	Sr	Zn	Cu	Pb	Co	Ni	As	Mo	B	Минерализация	Скон	Спл	Стехн	
Ед. изм.	д. ед.	мВ	мСм/см	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	мг/л	г/л	%	%	%	
1	6,52	154	7,8	4000	0,47	24	1200	23	45	230	28	8	<0,05	4,0	1,8	6,4	0,047	0,011	<0,03	0,009	0,069	0,12	0,017	0,40	5,6	86	0	14	
2	7,22	305	22	9300	0,58	11	3700	18	60	270	4,1	13	<0,05	2,6	0,91	7,0	0,012	0,018	<0,03	0,004	0,014	0,19	0,12	0,22	13,4	64	0	36	
3	5,8	290	2,1	730	0,29	7,1	200	5,1	7,5	45	0,77	17	<0,05	7,2	0,25	0,71	25	0,01	<0,03	0,022	0,16	0,11	<0,02	0,049	1,0	98	0	2	
4	5,97	316	1,8	570	1,3	14	190	8,0	6,6	70	0,26	0,30	<0,05	1,8	0,29	0,99	0,056	0,012	<0,03	<0,002	0,010	0,11	<0,02	0,12	0,9	98	0	2	
5	6,7	307	0,63	220	4,2	11	38	5,7	4,8	47	0,17	0,051	<0,05	0,74	0,11	0,33	0,087	0,01	<0,03	0,003	0,012	0,12	<0,02	0,12	0,3	99	0	1	
6	7,2	332	26	21000	0,35	9,6	180	67	35	4040	0,26	0,11	<0,05	0,88	8,54	27	0,020	0,015	<0,03	0,013	0,025	0,14	0,019	9,4	25,4	19	81	0	
7	7,05	78	0,44	160	130	810	1,7	0,17	1,15	11	37	2,2	0,555	0,013	0,029	0,0074	0,105	0,049	0,541	<0,002	0,052	0,26	0,103	1,1	1,2	97	0	3	
8	5,41	310	37	17000	6,9	7,5	5300	61	47	590	57	280	<0,05	31	3,9	20	0,48	0,001	<0,03	0,017	0,13	0,17	0,046	0,70	23,4	0	17	83	
9	6,94	168	4,1	1800	30	54	460	8	7,7	42	67	12	<0,05	1,3	1,1	1,4	0,015	0,014	<0,03	0,008	0,047	0,18	0,07	0,27	2,5	89	0	11	
10	6,3	280	47	17000	1,1	29	7900	45	109	530	1,5	42	<0,05	3,4	6,0	22	0,072	0,029	<0,03	0,036	0,078	0,26	0,053	0,73	25,7	0	0	100	
11	6,59	274	26	19000	5,5	11	350	95	33	3810	7,4	0,80	<0,05	2,7	3,4	15	0,012	0,02	<0,03	0,015	0,064	0,19	<0,02	8,6	23,3	0	100	0	
12	6,26	304	12	7500	18	17	1500	27	9,71	340	7,0	61	<0,05	14	1,1	6,3	0,020	0,016	<0,03	0,025	0,25	0,18	<0,02	0,40	9,5	80	0	20	
13	8,15	294	30	11600	0,403	-	188	97,095	45	5600	0,157	0,143	0	1,1513	21	47	0,29	0,033	-	0,014	0,5	-	0	7,8365	18	0	100	0	
14	7,71	336	25,6	10500	0,248	-	92	69,195	51	4830	0,763	0,06	0	6,5017	18,201	47	0,07	0,014	-	0,038	0,105	-	0	5,1275	16	19	81	0	
15	7,3	290	26	17000	0,63	9,6	240	84	28	4010	0,50	0,14	<0,05	1,3	7,4	28	0,004	0,019	<0,03	0,011	0,030	0,18	<0,02	8,5	21,4	3	97	0	
16	5,33	308	24	10000	0,83	13	3370	47	24	680	0,088	44	<0,05	6,3	3,6	21	0,16	0,028	<0,03	0,016	0,033	0,33	<0,02	1,8	14,2	61	0	39	
17	6,32	248	29	13000	0,78	26	4500	60	30	470	0,13	74	<0,05	6,6	4,4	25	0,027	0,027	<0,03	<0,002	0,000	0,38	<0,02	0,74	18,2	53	0	47	
18	6,55	364	0,17	21	0,42	0,43	9,3	1,9	0,22	1,7	0,012	0,095	0,057	0,33	0,06	0,07	0,008	0,017	<0,03	<0,002	0,012	0,15	<0,02	0,016	0,0	100	0	0	
19	5,9	284	46	27000	1,5	46	7100	120	76	1100	1,1	49	<0,05	27	6,0	38	0,22	0,035	<0,03	0,096	0,49	0,71	<0,02	1,6	35,6	0	9	91	
20	6,8	195	0,75	350	1,0	4,6	34	4,5	1,5	66	0,40	11	0,044	0,99	0,079	0,23	0,014	0,016	<0,03	<0,002	0,016	0,58	<0,02	0,06	0,5	99	0	1	
13 ЯМР	6,4	397	0,021	0,98	0,72	1,7	0,53	0,20	0,36	2,1	0	0,050	0,058	0,01	0,00	0,00	0,56	1,2	0,033	0	0,010	0,15	0	0,015	0,01	100	0	0	0
14 ЯМР	7,5	394	0,12	17	0,57	2,0	13	4,0	1,6	3,6	0	0,05	0,053	0,02	0,042	0,07	0,007	0,014	0	0	0,011	0,15	0	0,06	0,04	100	0	0	0

Примечание: в связи с недостаточным объёмом проб 13 и 14, при выполнении ЯМР-релаксометрии они заменены пробами 13_ЯМР и 14_ЯМР представляющими собой воду центрального водоснабжения и талый снег, соответственно.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б.
БЛОК-СХЕМА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ЗА ОБВОДНЕНИЕМ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТОЧНОГО РЕЗИСТИВНОГО ДАТЧИКА**



**ПРИЛОЖЕНИЕ В.
АЛГОРИТМ ДИАГНОСТИКИ ГЕНЕЗИСА ПОПУТНОЙ ВОДЫ
ПО МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПРОБЫ И АПРИОРНЫМ ДАННЫМ
ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ**



ПРИЛОЖЕНИЕ Г.
РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ГЕНЕЗИСА ПОПУТНОЙ ВОДЫ
МЕДВЕЖЬЕГО, ЮБИЛЕЙНОГО И ЯМСОВЕЙСКОГО НГКМ ПО МЕТОДИКЕ ИПНГ РАН

№ расчётного массива	Условия выделения расчётных массивов		Номер расчётной формулы									Результат	
	по M	по генетическим коэффициентам	C	$W_{\text{кон}}$	$W_{\text{мин}}$	$W_{\text{пл}}$	$W_{\text{тех}}$	$W_{\text{вын}}$	$S_{\text{кон}}$	$S_{\text{пл}}$	$S_{\text{тех}}$		
1	$M \leq 1$	$r(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}) / (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}) \geq 1$								100%			К
2		$(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}) / (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}) < 1$ $0,73 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- \leq 1$								1	2		Если $S_{\text{пл}} > 5\%$, то К+П Если $S_{\text{пл}} < 5\%$, то К+П _{пр}
3		$(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-}) / (\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}) < 1$ $r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 0,73$								3		4	Если $S_{\text{тех}} > 5\%$, то К+Т Если $S_{\text{тех}} < 5\%$, то К+Т _{пр}
4	$1 < M \leq 17$	$r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- \geq 2$	равно 0	8	9	10	11	12	13	14	15	Если $S_{\text{пл}} = 100\%$, то П Если $S_{\text{техн}} = 100\%$, то Т Если $S_{\text{кон}} > S_{\text{тех}} > S_{\text{пл}}$, то К+Т+П Если $S_{\text{кон}} > S_{\text{пл}} > S_{\text{тех}}$, то К+П+Т Если $S_{\text{тех}} > S_{\text{пл}} > S_{\text{кон}}$, то Т+П+К Если $S_{\text{тех}} > S_{\text{кон}} > S_{\text{пл}}$, то Т+К+П Если $S_{\text{пл}} > S_{\text{тех}} > S_{\text{кон}}$, то П+Т+К Если $S_{\text{пл}} > S_{\text{кон}} > S_{\text{тех}}$, то П+К+Т Если $S_{\text{пл}} < 5$, то замена П на П _{пр} Если $S_{\text{тех}} < 5$, то замена Т на Т _{пр} Если $S_{\text{кон}} < 5$, то замена К на К _{пр}	
5		$1,1 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 2$	5										
6		$1 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 1,1$	1										
7		$0,73 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 1$	1										
8		$0,5 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 0,73$	6										
9		$r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 0,5$	равно 0										
10	$17 < M \leq 22$	$r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- \geq 2$	равно 0										
11		$1 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 2$	7										
12		$0,5 \leq r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 0,73$	6										
13		$r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- < 0,5$	равно 0										
14		$0,73 < r\text{Na}^+ / r\text{Cl}^- \leq 1$									100%	П	
15	$22 < M \leq 40$										16	17	Если $S_{\text{тех}} > S_{\text{пл}}$, то Т+П Если $S_{\text{пл}} > S_{\text{тех}}$, то П+Т Если $S_{\text{пл}} < 5$, то Т+П _{пр} Если $S_{\text{тех}} < 5$, то П+Т _{пр}
16	$M > 40$											100%	Т

Номер расчётной формулы	Формула	Примечание
1	$S_{\text{кон}} = 100 * (1 - \frac{M_i}{M_{\text{пл}}})$	M _{пл} принимается по нижнему пределу значений – 17 г/л
2	$S_{\text{пл}} = 100 - S_{\text{конд}}$	
3	$S_{\text{конд}} = 100 * (1 - \frac{M_i}{M_{\text{тех}}})$	M _{тех} принимается по нижнему пределу значений – 40 г/л
4	$S_{\text{тех}} = 100 - S_{\text{конд}}$	
5	$C = [2 - r(\frac{\text{Na}^+}{\text{Cl}^-})_i] / 0,9$	
6	$C = [0,73 - (\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-})_i] / 0,23$	
7	$C = 2 - (\frac{r\text{Na}^+}{r\text{Cl}^-})_i$	
8	$W_{\text{конд}} = W_{\text{п,у}} - W_{\text{т,о}}$ $W = \frac{A}{P} + B$, где $A = 4,67 \cdot \text{EXP}(0,0735 \cdot t - 0,00027 \cdot t^2)$ $B = 0,0418 \cdot \text{EXP}(0,054 \cdot t - 0,0002 \cdot t^2)$	

Номер расчётной формулы	Формула	Примечание
9	$W_{\text{мин}} = \frac{W_{\text{конд}} * M_i}{(C * M_{\text{пл}}) + (1 - C) * M_{\text{тех}} - M_i}$	<p>Для расчётных массивов 4-9 $M_{\text{пл}}$ принимается по нижнему пределу значений – 17 г/л</p> <p>Для расчётных массивов 10-14 $M_{\text{пл}}$ принимается по верхнему пределу значений – 22 г/л</p> <p>Для расчётных массивов 4-14 $M_{\text{тех}}$ принимается по нижнему пределу значений – 40 г/л</p>
10	$W_{\text{пл}} = W_{\text{мин}} * C$	
11	$W_{\text{тех}} = (1 - C) * W_{\text{мин}}$	
12	$W_{\text{вын}} = W_{\text{конд}} + W_{\text{мин}}$	
13	$S_{\text{конд}} = W_{\text{конд}} / W_{\text{вын}}$	
14	$S_{\text{пл}} = W_{\text{пл}} / W_{\text{вын}}$	
15	$S_{\text{тех}} = W_{\text{тех}} / W_{\text{вын}}$	
16	$S_{\text{пл}} = 100 * (1 - \frac{M_i}{M_{\text{тех}}})$	$M_{\text{техн}}$ принимается по нижнему пределу значений – 40 г/л
17	$S_{\text{тех}} = 100 - S_{\text{пл}}$	

Условные обозначения:

M_i	–	минерализация пробы попутной вод, г/л;
$M_{пл}$	–	минерализация пластовых вод (17-22 г/л);
$M_{тех}$	–	минерализация технических вод (свыше 40 г/л);
$M_{конд}$	–	минерализация конденсационных вод (до 1 г/л);
$P_{пл}$	–	пластовое давление, кг/см ² ;
$P_{т,о}$	–	давление в точке отбора, кг/см ² ;
$t_{т,о}$	–	температура в точке отбора, °С;
$t_{пл}$	–	температура в точке отбора, °С;
C	–	эмпирический коэффициент, определяющий долю технической и пластовой воды в составе попутной;
$W_{т,о}$	–	влажносодержание газа в точке отбора пробы, мг/м ³ ;
$W_{п,у}$	–	влажносодержание в пластовых условиях, мг/л;
$W_{т,о}$	–	влажносодержание в точке отбора пробы, мг/м ³ ;
$W_{вып}$	–	удельные объёмы выносимой из скважины воды, г/м ³ ;
$W_{конд}$	–	удельные объёмы конденсационной воды, г/м ³ ;
$W_{мин}$	–	удельные общие объёмы технической и пластовой воды, г/м ³ ;
$W_{пл}$	–	удельные объёмы пластовой воды, г/м ³ ;
$W_{тех}$	–	удельные объёмы технической воды, г/м ³ ;
$S_{кон}$	–	доля конденсационной воды в составе попутной, %;
$S_{пл}$	–	доля пластовой воды в составе попутной, %;
$S_{тех}$	–	доля технической воды в составе попутной, %;
K	–	конденсационная вода;
$K_{пр}$	–	конденсационная вода с содержанием не более 5%;
$П$	–	пластовая вода;
$П_{пр}$	–	пластовая вода с содержанием не более 5%;
T	–	техническая вода;
$T_{пр}$	–	техническая вода с содержанием не более 5%.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д.
РАСЧЕТНЫЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ПОПУТНОЙ ВОДЫ
БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ ПО МЕТОДИКЕ ИПНГ РАН**

Для условий Бованенковского месторождения с учётом недостаточной изученности химического состава пластовых вод на допромысловом этапе рекомендуется упрощённая система диагностических параметров, приведённая в Таблице Д.1.

Таблица Д.1. Расчётные формулы для определения генезиса вод, поступающих из эксплуатационных скважин, месторождения Бованенковское

№ расчётного	Условия выделения расчётных массивов		Формулы и численные значения расчётных параметров			Результат
	по M	по генетическим коэффициентам	$S_{кон}$	$S_{пл}$	$S_{тех}$	
1	$M \leq 1$	$r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) \geq 1$	100%			К
2		$r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) < 1$	ф-ла 1		ф-ла 2	К+Тпр
3	$1 < M \leq 8$	$r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) \geq 1$	ф-ла 3	ф-ла 4		Если $S_{пл} > 5\%$, то К+П Если $S_{пл} < 5\%$, то К+Ппр
4		$r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) < 1$	ф-ла 5		ф-ла 2	Если $S_{тех} > 5\%$, то К+Т Если $S_{тех} < 5\%$, то К+Тпр
5	$8 < M \leq 12$	$rNa^+/rCl^- \geq 1$		$\approx 100\%$		П
6		$rNa^+/rCl^- < 1$		ф-ла 7	ф-ла 6	Если $S_{тех} > S_{пл}$, то Т+П
7	$12 < M \leq 20$	$rNa^+/rCl^- \geq 1$		ф-ла 8	ф-ла 9	Если $S_{пл} > S_{тех}$, то П+Т
8		$rNa^+/rCl^- < 1$		ф-ла 7	ф-ла 10	Если $S_{пл} < 5\%$, то Т+Ппр Если $S_{тех} < 5\%$, то П+Тпр
9	$M > 20$				100%	Т

Примечание: в отдельных результатах анализов возникают следующие несоответствия:

а) $r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) \geq 1$, при этом $rNa^+/rCl^- < 1$;

б) $r(HCO_3^- + CO_3^{2-})/r(Ca^{2+} + Mg^{2+}) \leq 1$, при этом $rNa^+/rCl^- > 1$;

Это обусловлено отсутствием определений отдельных ионов (CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , Mg^{2+}) и отнесением значительной разницы между эквивалентным содержанием анионов ($r(Cl^- + HCO_3^-)$) и катионов ($r(Ca^{2+} + Mg^{2+})$ на $r(Na^+ + K^+)$). Следует пересмотреть качество подобных анализов.

Таблица Д.2. - Расчётные формулы для таблицы Д.1.

Расчётный массив	Номер формулы	Вид формул	Примечание
2	1	$S_{кон} = 100 * (1 - M_i / M_{тех})$	Нижний предел значений $M_{тех}$ принимается 20 г/л; при котором в смеси могут быть только примеси технических вод
	2	$S_{тех} = 100 - S_{кон}$	
3	3	$S_{кон} = 100 * (1 - M_i / M_{пл_н})$	
	4	$S_{пл} = 100 - S_{кон}$	
4	5	$S_{кон} = 100 * (M_{пл_н} - M_i) / 7$	В знаменателе разница между максимальным значением минерализации конденсационной воды (1 г/л) и минимальным значением пластовой воды (8 г/л),
	2	$S_{тех} = 100 - S_{кон}$	
6	6	$S_{тех} = 100 * (1 - rNa/rCl)_i$	
	7	$S_{пл} = 100 - S_{тех}$	
7	8	$S_{пл} = 100 * (M_{тех} - M_i) / (M_{тех} - M_{пл_в})$	
	9	$S_{тех} = 100 - S_{пл}$	
8	10	$S_{тех} = 100 * (M_{тех} - M_i) / (M_{тех} - M_{пл_в})$	
9	7	$S_{пл} = 100 - S_{тех}$	

Условные обозначения:

$M_{пл_н}$ – нижний предел минерализации пластовых вод (8 г/л);

$M_{пл_в}$ – верхний предел минерализации пластовых вод (12 г/л);

$(rNa/rCl)_i$ – значение хлоридно-натриевого коэффициента в воде конкретной пробы.

Остальные условные обозначения те же, что в Приложении Г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.

УТВЕРЖДАЮ

Начальник

Инженерно-технического центра

ООО "Газпром добыча Надым",

к. т. н.

Г.К. Смолов
« 07 » *август* 2020 г.АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов диссертационной работы
Пермякова Виктора Сергеевича

«Методика оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по непрерывному измерению электрического сопротивления попутной жидкости (на примере отложений верхнего и нижнего мела Западной Сибири)»

1. *Предприятие, где проведено внедрение:* ООО "Газпром добыча Надым".
2. *Объект, где проведено внедрение:* Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, Инженерно-технический центр ООО "Газпром добыча Надым".
3. *Состав внедрённых мероприятий:*
 - Разработана методика оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин по непрерывному измерению электрического сопротивления попутной жидкости;
 - Успешно выполнены двухмесячные испытания оборудования и предложенной методики оперативного контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин на скважине 814 Медвежьего НГКМ: измеренная минерализация составила 0,27 г/л, попутная вода диагностирована как 100% конденсационная, что соответствует контрольной пробе, отобранной при газодинамических исследованиях скважины и исследованной в лаборатории физико-химических исследований (минерализация 0,22 г/л, 100% конденсационная вода).
4. *Основные результаты внедрения представлены в работах, выполненных в ИНГТ СО РАН и Инженерно-техническом центре ООО "Газпром добыча Надым" в период с 2016 по 2020 гг. Результаты работ и сущность предложенной методики изложены диссертантом в публикациях:*
 - Статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, определённых ВАК:
 - Лабораторное изучение жидкостей, выносимых из скважин, методом ЯМР-релаксометрии / М. Й. Шумскайте, В. Н. Глинских, С. Б. Бортникова, А. Н.

- Диэлектрические и радиоизлучательные характеристики пластовых и конденсационных вод из газоносных скважин / М. И. Эпов, С. Н. Меньшиков, А. Н. Харитонов, А. Н. Романов, **В. С. Пермяков**, С. Б. Бортникова, Н. В. Юркевич // Геология и геофизика. – 2017. – № 7. – С. 1047-1056. (Переводная версия: Dielectric and radio-frequency emission parameters of formation and condensate waters from gas wells / M. I. Epov, S. N. Menshikov, A. N. Haritonov, A. N. Romanov, **V. S. Permyakov**, S. B. Bortnikova, N. V. Yurkevich // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – V. 58(7). – pp. 836-843.)
- Способ диагностики попутных вод газовых скважин по данным химического анализа: Пат. 2710652 Российская Федерация, E21B47/00 / Д. В. Манзырев, И. Н. Ельцов, С. Н. Меньшиков, Ю. А. Архипов, А. Н. Харитонов, **В. С. Пермяков**, С. Б. Бортникова, В. В. Оленченко; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым». - № 2018113380; заявл. 12.04.18; опубл. 30.12.2019.
- Способ диагностики попутных вод газоконденсатных скважин по данным их анализа электрохимическими методами: Пат. 2711024 Российская Федерация, E21B47/00 / Д. В. Манзырев, И. Н. Ельцов, С. Н. Меньшиков, Ю. А. Архипов, А. Н. Харитонов, А. В. Еделев, **В. С. Пермяков**; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Надым». - № 2018113381; заявл. 12.04.18; опубл. 14.01.2020.
- Контроль за обводнением газовых скважин по удельной электрической проводимости жидкой фазы водогазового потока / **В. С. Пермяков**, А. К. Манштейн, И. Н. Ельцов, Н. В. Юркевич // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 5. - С. 52-57.

В других сборниках, журналах и материалах конференций:

- Пермяков В. С., Харитонов А. Н., Архипов Ю. А. Результаты сравнительного анализа методик определения генезиса воды выносимой из газовых скважин // Сборник тезисов 69-ой международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2015» (Москва, 14-16 апреля 2015). - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015.
- Пермяков В. С. Оперативная диагностика генезиса воды, выносимой из скважин // Тезисы докладов XII-ой всероссийской конференции молодых учёных, специалистов и студентов. «Новые технологии в газовой промышленности». Секция 1. Геология, поиск и разведка нефтегазовых месторождений (Москва, 24-27 октября 2017). – М.: РГУ Ниг им. И.М. Губкина, 2017. – С. 22.
- Перспективы использования электрохимических методов анализа для диагностики происхождения попутных вод газоконденсатных скважин / Пермяков В. С., Харитонов А. Н., Манзырев Д. В., Еделев А. В., Ельцов И. Н. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (Новосибирск, 17–21 апреля 2017). - Новосибирск: СГУГиТ, 2017. - Т. 4. - С. 8-12.
- Оптимизация схемы гидрохимического контроля за обводнением газовых и

газоконденсатных скважин / В. С. Пермяков, Н. В. Юркевич, И. Н. Ельцов, А. К. Манштейн, Ю. Г. Карин, М. Н. Киселёв, А. В. Ильин // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2019. Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология» (Новосибирск, 24-26 апреля 2019). - Новосибирск: СГУГиТ, 2019. - Т. 2., № 3 - С. 201-208.


5. *Экономический эффект* по результатам испытаний не определялся. При масштабном внедрении методики он будет заключаться в снижении простоев скважин и минимизации потерь в добыче газа, за счёт их своевременного вывода в ремонт, а также в снижении затрат на химические реагенты, снижении трудовых затрат лаборантов химического анализа и операторов по добыче нефти и газа.

**Заместитель начальника
центра по инжинирингу, к.г.-м.н.**



А.Б. Осокин

**Начальник службы разработки месторождений
и геологоразведочных работ, к.г.-м.н.**


А. В. Ильин