

На правах рукописи



ТЕРЕНТЬЕВ СЕРГЕЙ ЭРИКОВИЧ

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ФЛЮИДАМИ ЗОН
ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В КАРБОНАТНЫХ
ПОСТРОЙКАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

Специальность 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Ухта 2015

Диссертация выполнена на кафедре геологии горючих и твердых полезных ископаемых в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель: Богданов Борис Павлович, кандидат геолого-минералогических наук, руководитель представительства Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» в г. Ухта, доцент кафедры геологии горючих и твердых полезных ископаемых в ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет».

Официальные оппоненты: Петухов Александр Витальевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Национального минерально-сырьевого университета «Горный», г. Санкт-Петербург.

Грунис Евгений Борисович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, руководитель «Дирекции по научной работе» ОАО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», г. Москва.

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук».

Защита состоится 23 апреля 2015 года в 12⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01, созданного на базе федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет» (ФГБОУ ВПО «УГТУ») по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета, а также на официальном сайте вуза по адресу <http://www.ugtu.net> в разделе «Диссертации».

Автореферат разослан _____ 2015 года.

Учёный секретарь диссертационного совета
Д 212.291.01, к.т.н., профессор



Н. М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В Тимано-Печорской провинции в доманиково-турнейском и в средневизейско-нижнепермском нефтегазоносных комплексах (НГК) широко развиты карбонатные постройки разных типов, в которых открыты свыше сотни месторождений углеводородов. Карбонатные постройки характеризуются резким изменением коллекторских свойств, как по вертикали так и по латерали. Возрастает роль карбонатных коллекторов, связанных с зонами карста, диагностируемых при бурении технологическими показателями в виде поглощений промывочной жидкости разной интенсивности, увеличением скорости проходки до провалов инструмента, измеряемых метрами.

При поглощениях промывочной жидкости в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сложилась практика незамедлительного перекрытия этих интервалов и задавливания тампонажного раствора. При этом обычно не определяется характер насыщения пластов и пачек, в которых отмечается поглощение промывочной жидкости. Поглощение буровых растворов является частым явлением, которое связано со вскрытием проницаемых пластов и представляет собой движение промывочной жидкости или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического или гидродинамического давления. Все это ведёт к потере промывочной жидкости, невозможности проводить некоторые геофизические исследования, затратам времени на ремонтные работы.

Ввиду того, что вызов притока углеводородов из зон поглощений промывочной жидкости для разработки месторождений нефти и газа должен являться перспективным направлением, поэтому в практике проводки скважин надо ставить упор на совершенствование способов вскрытия зон поглощений промывочной жидкости и их предупреждения. Зоны поглощения промывочной жидкости в карстовых зонах карбонатных построек свидетельствуют о наличии высокоёмких резервуаров, поэтому вопрос изучения закономерностей определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости является актуальным.

Цель работы. Определение характера насыщения флюидами зон поглощения промывочной жидкости и разработка способа определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости, связанных с карстом, в разнотипных карбонатных постройках девона-карбона-перми с применением комплекса геолого-геофизических методов для выработки рекомендаций по вызову притоков углеводородов из этих зон или их ликвидации.

Основные задачи исследований.

1. Изучение особенностей проявления и формирования карстовых зон и анализ подтверждаемости связи зон поглощения промывочной жидкости с карбонатными постройками по данным литологических исследований, промыслово-геофизическим и сейсморазведочным материалам.

2. Установление закономерностей распространения зон поглощений промывочной жидкости в карбонатных постройках по данным геолого-технологических и промыслово-геофизических исследований; разработка пространственной типизации зон поглощения промывочной жидкости в этих постройках.

3. Выявление потенциальных зон поглощения промывочной жидкости. Разработка способа определения этих зон.

4. Обосновать комплекс методов для определения характера насыщения зон поглощений промывочной жидкости в карбонатных постройках для выявления залежей углеводородов.

Научная новизна проведённых исследований.

1. Разработана пространственная типизация зон поглощения промывочной жидкости для карбонатных построек различных типов, которая включает линейно-вытянутые, кольцевые, изометричные, округлые зоны поглощения промывочной жидкости.

2. Разработан способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках верхнего девона-нижней перми на основе комплекса гамма- и нейтронного каротажей;

3. Обоснован комплекс методов ГИС и ГТИ для определения характера насыщения флюидами зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках.

4. В пределах Восточно-Харьгинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны установлены и охарактеризованы два основных уровня поглощений промывочной жидкости, верхний уровень – нефтенасыщенный, нижний – водонасыщенный.

Основные защищаемые положения.

1. Разработанная пространственная типизация зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках различных типов верхнего девона-нижней перми позволяет прогнозировать распространение высокоёмких резервуаров;

2. Способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости на основе комплекса методов гамма- и нейтронного каротажей позволяет выявить высокоёмкие коллектора.

3. Комплекс методов, включающий нормализацию кривых бокового каротажа и нейтронного гамма-каротажа, ядерно-магнитный каротаж, – эффективен для определения характера насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках.

4. Установленные в пределах Восточно-Харьгинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны два основных стратиграфических уровня поглощений промывочной жидкости (верхний уровень – нефтенасыщенный, нижний

– водонасыщенный), которые позволяют прогнозировать подобные уровни на новых поисковых площадях.

Практическая ценность и реализация. Для определения закономерностей распространения зон поглощения промывочной жидкости была разработана их пространственная типизация.

Определены признаки зон поглощения промывочной жидкости по показаниям методов ГИС. На основе комплекса методов гамма- и нейтронного каротажей разработан способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости.

Выработан научно-обоснованный комплекс промыслово-геофизических методов для определения насыщения зон поглощений промывочной жидкости; с использованием программного пакета «Geo Office Solver» установлена эффективность метода нормализации при определении характера насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках.

Результаты исследований отражены в научно-исследовательских отчётах по темам: «Анализ геолого-геофизических материалов по Чикшинскому нефтяному месторождению и его периферии с целью создания его геологической модели и оптимизации дальнейших работ» (2012г.); в научно-исследовательских отчётах по госбюджетной теме «Проведение поисковых научно-исследовательских работ по направлению «Геофизика» в рамках мероприятия 1.3.1 Программы», в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы». Результаты исследований подтверждены тремя актами о внедрении в производство результатов диссертационной работы, которые прилагаются к диссертации.

Апробация результатов исследований. Основные положения работы докладывались и получили одобрение на XV Геологическом съезде Республики Коми (Сыктывкар, 2009 г.), на семинаре «Рассохинские чтения» (Ухта, 2009 г.), на Международных молодёжных научных конференциях «Севергеозкотех» (Ухта, 2009-2011 г.), на Всероссийском литологическом совещании «Рифы и карбонатные псефитолиты» (Сыктывкар, 2010 г.), на XIX Губкинских чтениях «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» (Москва, 2011 г.), на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России» (ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 2012 г.), на юбилейной научно-практической конференции посвящённой 75-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (Ухта, 2013 г.), на XVI Геологическом съезде Республики Коми (Сыктывкар, 2014 г.), на международном семинаре «Рассохинские чтения» (Ухта, 2015 г.)

Публикации. По теме диссертации опубликовано 18 работ, в том числе 4 статьи – в изданиях, рекомендованных ВАК.

Фактический материал. В основу диссертации положены личные исследования автора, проведённые в 2006-2015 гг. в УГТУ, Вуктылгазгеофизике, представительстве ФГУП ВНИГРИ в г. Ухта, подрядных организациях. В работе использованы материалы ГИС по 95 скважинам, промыслово-геофизические материалы по месторождениям, описания керна и результаты лабораторных исследований пород и флюидов. В работе учитывались и использовались опубликованные и фондовые труды по методам ГИС, литологии, стратиграфии, тектонике, сейсмофациальному анализу и нефтегазоносности большого числа геологов и геофизиков, буровиков и технологов.

Объём и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти разделов, основных выводов и рекомендаций, актов о внедрении диссертационной работы, списка использованных источников из наименований и приложений. Изложена на 174 страницах машинописного текста, содержит 14 таблиц и 67 рисунков.

Автор благодарен научному руководителю к. г.- м. н. Б. П. Богданову за всестороннюю поддержку и помощь в написании работы. Особую признательность автор выражает Л. В. Пармузиной, Л. М. Паршиной, В. Д. Паршину, В. Б. Ростовщикову, Н. М. Уляшевой за ценные консультации и содействие в написании работы. За помощь в предоставлении материала автор признателен А. Р. Бенчу, В. В. Верещагину, М. Ш. Белаловой, Р. Р. Зафарову, А. Г. Попову, Р. З. Нагаеву, А. В. Барабанову, И. В. Куваему, А. А. Иванову, В. А. Васькиной, С. М. Лесевой.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, сформирована цель, обозначены задачи и изложены основные проблемы изучения зон поглощений промывочной жидкости.

Доманиково-турнейский и средневизейско-нижнепермский карбонатные нефтегазоносные комплексы в Тимано-Печорской провинции занимают ведущие места (Белонин, Прищепа и др., 2004) по распределению начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти (20,5 и 19,4% , соответственно), и свободного газа (7,6 и 55,4%, соответственно). Кроме того, эти НГК обладают коллекторами с высокими ФЭС, позволяющими достигать дебитов нефти свыше 1000 т/сут, приуроченными чаще всего к зонам разнотипных карбонатных построек. Опоискование карбонатных построек и связанных с ними залежей часто осложнено поглощениями промывочной жидкости, которые отрицательно влияют на технологические и экономические показатели разработки месторождений.

Данная работа направлена на изучение зон поглощений промывочной жидкости в карстовых зонах карбонатных построек и связанных с ними высокоёмких коллекторов, при рациональном освоении которых возможна

эффективная разработка этих месторождений. Проведённые автором исследования позволяют прогнозировать зоны поглощений, определить характер их насыщения.

В первом разделе «Изучение поглощений промывочной жидкости, связанных с карстом, в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции» приводится обзор поглощений, характеристика карста и современных мероприятий, проводимых при возникновении таких явлений, а также моделей седиментации доманиково-турнейского и средневизейско-нижнепермского рифовмещающих комплексов. Анализ геологических разрезов поглощающих скважин и их положения в фациальных моделях литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов показал их приуроченность к зонам разнотипных карбонатных построек доманиково-турнейского, раннепермского-каменноугольного возраста. Эти обстоятельства привели автора к необходимости изучения моделей седиментации доманиково-турнейского и средневизейско-нижнепермского карбонатных комплексов и особенностей их нефтегазоносности.

Вопросами строения Тимано-Печорской провинции плодотворно занимались Л. Н. Беляков, В. И. Богацкий, А. В. Борисов, Б. П. Богданов, Р. А. Гафаров, С. А. Данилевский, В. А. Дедеев, В. С. Журавлев, А. В. Иванов, А. Я. Кремс, Н. И. Литвиненко, Н. Д. Матвиевская, Н. И. Никонов, В. Г. Кузнецов, А. И. Кобрунов, В. Б. Ростовщиков, А. В. Петухов, Б. Я. Вассерман, Е. Б. Грунис, О. М. Прищепа, Ф. Н. Снисарь, А. И. Сурина, Б. И. Тарбаев, Н. Н. Тихонович, З. И. Цзю, Е. Б. Шафран и другие.

В настоящее время для ТПП составлены модели седиментации доманиково-турнейских отложений (Н. Д. Матвиевская, М. М. Грачевский, И. Т. Дубовской, А. В. Соломатин, Н. И. Никонов, Б. П. Богданов, Л. В. Пармузина, В. Н. Макаревич, Е. Л. Долженкова и др.), которые содержат много общих черт строения, но отличаются разной степенью полноты привлечения или интерпретации сейсморазведочных материалов и скважин. На территории провинции на основе комплекса литолого-стратиграфических, промыслово-геофизических и сейсморазведочных исследований выделяются: барьерные рифы, атоллоидные постройки, одиночные рифы, карбонатные банки, биостромы.

В различных частях провинции в каменноугольно-пермских отложениях, связанные с рифами или биогермами, известны месторождения – Южно-Шапкинское, Шапкинское, Лая-Вожское, Южно-Хыльчюуское, Харьягинское, Возейское, Усинское, Салюкинское, Варандейское, Торавейское, Лабоганское, Наульское, Междуреченское, Интинское, Сандивейское и др. Но все месторождения открывались как связанные с антиклинальными структурами. На диаграммах стандартного каротажа интервалы карбонатной постройки имеют характерные черты. К ним относятся: резкая отрицательная аномалия ПС; сужение диаметра скважины за счёт образования глинистой корки; показания потенциал- и градиент-зондов зависят от характера насыщения коллектора и его свойств. На кривой ГК радиоактивного

каротажа интервал карбонатной постройки обычно отображается низкими значениям естественной гамма-активности; кривая НГК изменяется в зависимости от коллекторских свойств, характера насыщения. Косвенным признаком наличия рифогенных объектов в разрезе (при соответствующих соотношениях вышерассмотренных признаков) могут служить большие величины дебитов пластовых флюидов. Одним из первых признаков наличия коллекторов в карбонатных постройках при проводке скважин являются поглощения промывочной жидкости, провалы инструмента. Впервые такие явления были отмечены при проводке глубоких скважин в зоне евлановского и ливенского барьерных рифов на Западо-Тэбукском нефтяном месторождении. Кроме поглощений промывочной жидкости, интенсивность которых изменялась от частичного до полного поглощения, отмечены провалы бурильного инструмента. Поглощения промывочной жидкости наблюдались во всех скважинах, которые вскрыли карбонатные постройки Восточно-Харьягинско-Дюсушевской, Центральнорейверской рифовых зон, Северо-Хоседаюской карбонатной банки.

Установлены и охарактеризованы зоны поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках в пределах Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнорейверской рифовой зоны, Северо-Хоседаюской карбонатной банки. Эти зоны поглощения промывочной жидкости типизированы: линейно-вытянутая зона поглощения промывочной жидкости, связанная с барьерными карбонатными постройками, кольцевая, связанная с атоловидными карбонатными постройками, изометричная, связанная с карбонатными банками, округлая зона промывочной жидкости, связанная с одиночными карбонатными постройками.

В разделе приводятся основные условия развития карста. Следует отметить, что в карбонатных коллекторах любого типа в изучаемых толщах карст каким-то образом наложил свой отпечаток в виде расширения трещин, вторичной пористости и кавернозности, возникшей при доломитизации и перекристаллизации, и стилолитов. Следовательно, коллекторов, не связанных в той или иной мере с карстом, в рассматриваемых толщах не имеется. Таким образом, можно говорить о карстовом типе карбонатного коллектора и его сочетаниях с другими типами.

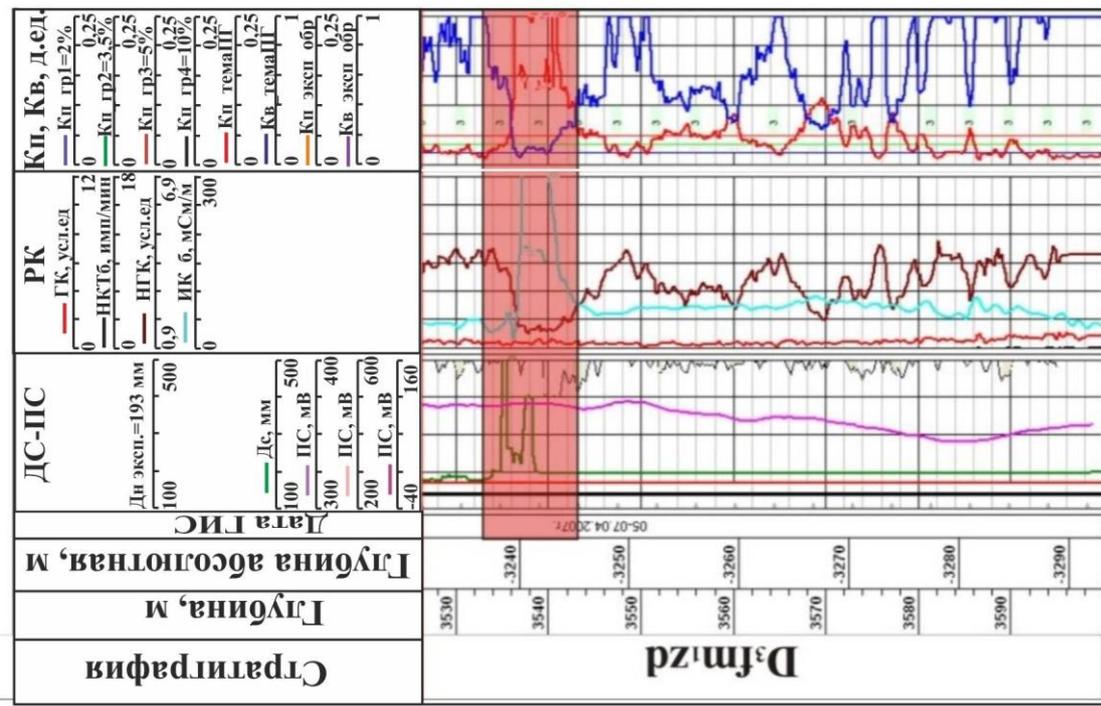
Во втором разделе «Принципы выделения и методы изучения зон поглощений промывочной жидкости при бурении» рассматриваются характеристика зон поглощений промывочной жидкости, причины поглощений промывочных жидкостей, к ним приводящие, и проводится анализ существующих методов изучения поглощающих горизонтов.

Вопросы изучения зон поглощений промывочной жидкости очень не простые и требуют разностороннего подхода широкого круга специалистов. Известны работы, направленные на предупреждение и ликвидацию поглощений промывочной жидкости (Г. С. Абдрахманов, И. И. Рылов, В. И. Крылов, П. Н. Григорьев, Н. Г. Аветисян,

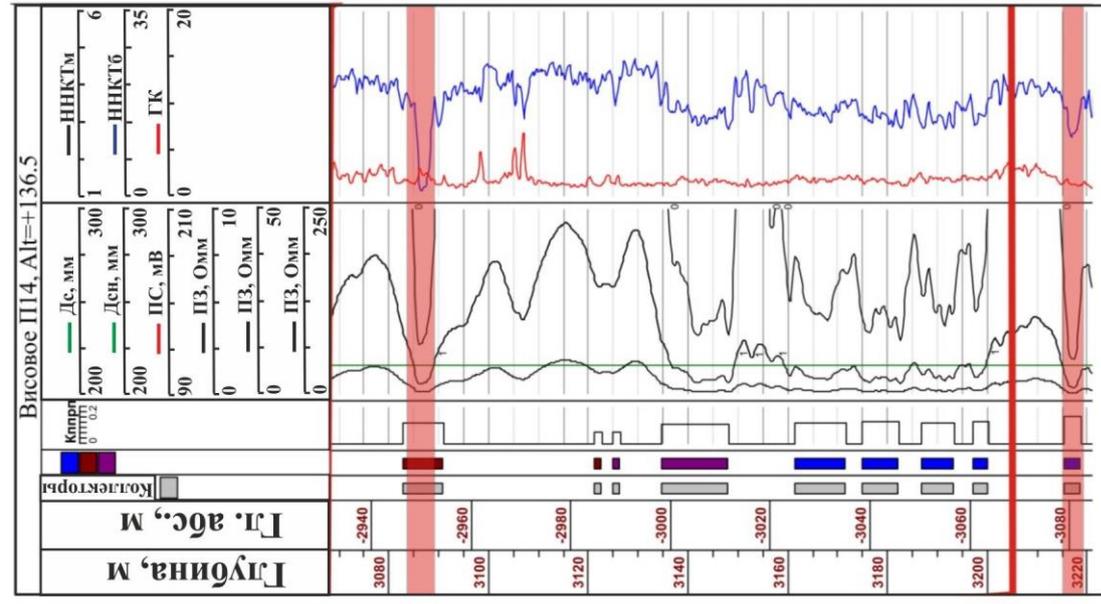
Э. В. Бабаян, А. Я. Петерсон, В. Ф. Будников, А. И. Булатов, А. К. Куксов, Н. М. Уляшева), которые изучены, проанализированы и использованы в данной работе. Данные о строении поглощающего пласта, его толщине и местоположении, интенсивности поглощения (водопроявления), величине и направлении перетоков могут быть получены гидродинамическими, геофизическими методами исследований и с помощью изучения керна или шлама.

Так, в Хорейверской впадине закартирован франско-фаменский барьерный риф, в пределах которого на Центральнорейверском месторождении в поисково-разведочной скважине №35, пробуренной до глубины 3380 м, при проведении испытаний КИИ-95 в интервале 3321-3335 м было выявлено поглощение бурового раствора с потерей циркуляции. Ранее в этом интервале был отобран керн. На основании результатов, проведённых ТП НИЦ, породы в зоне поглощения промывочной жидкости характеризуются следующими фильтрационно-ёмкостными свойствами: в коллекторах общая пористость меняется в пределах 10-30%, открытая пористость – 2-30%; проницаемость $0,9-5702,47 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; объёмная плотность вскрытых пород варьирует в пределах $1,89-2,63 \text{ г/см}^3$, среднее значение – $2,39 \text{ г/см}^3$; общая карбонатность пород варьирует в пределах 80,6-99,7% , среднее значение 95,3%; содержание кальцита 80,6-99,7%, среднее значение 95,2%; содержание доломита 0,0-10,30%; значения коэффициента вытеснения варьируют в пределах 0,313-0,614, при среднем значении 0,527; показатель смачиваемости меняется в пределах 0,01-0,52, среднее значение 0,28. Коллектора в зоне поглощения промывочной жидкости нефтенасыщенные, представлены известняком светло-серым, до белого, мелкокристаллический, не крепкий, органогенно-детритовый, кавернозный, участками слаботрещиноватый, и вторичным доломитом, присутствуют выпоты нефти по порам. Породы характеризуются как преимущественно гидрофобные.

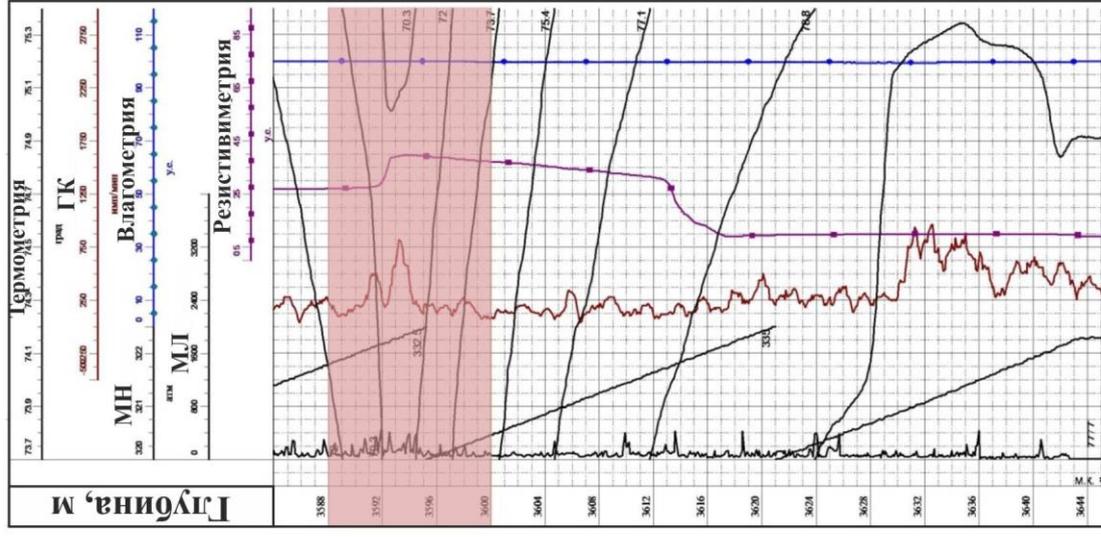
На основе анализа поглощений промывочной жидкости в нижнепермских отложениях Кочмесской площади, в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнорейверской зоны и изучения геофизических характеристик в интервалах их проявления установлены по материалам комплекса ГИС следующие критерии выделения интервалов поглощения (рис. 1): резкое падение температуры на кривой термометрии за счёт проникновения в пласты охлаждённой промывочной жидкости; на кривой ГК при минимальных значениях радиоактивности нет выраженных положительных аномалий; очень низкие показания на кривых всех методов нейтронного каротажа за счёт увеличения вторичной пористости; на кавернограмме для зон поглощения, связанным с карстом, характерно резкое увеличение диаметра скважины; увеличение диаметра скважины в зонах карста следует отличать от каверн, связанных с глинистыми породами; относительно низкие для карбонатных пород показания кажущихся сопротивлений за счёт проникновения в пласт низкоомной промывочной жидкости.



Скв. 3 - Восточно-Колвинская



Скв. 14П - Висовская



Скв. 5 - Дюшувская

Рисунок 1 – Признаки выделения зон поглощения промысловой жидкости на материалах ГИС

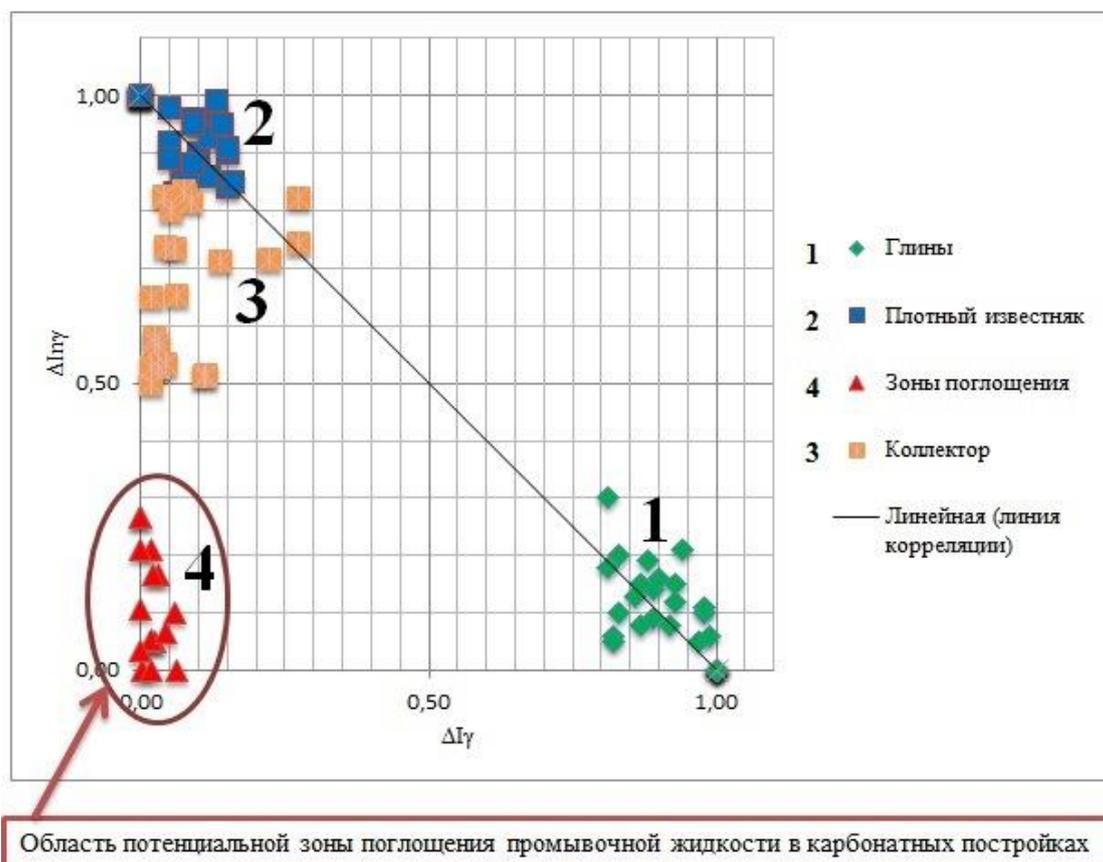


Рисунок 2 – Определение потенциальных зон поглощения промывочной жидкости по комплексу методов ГИС

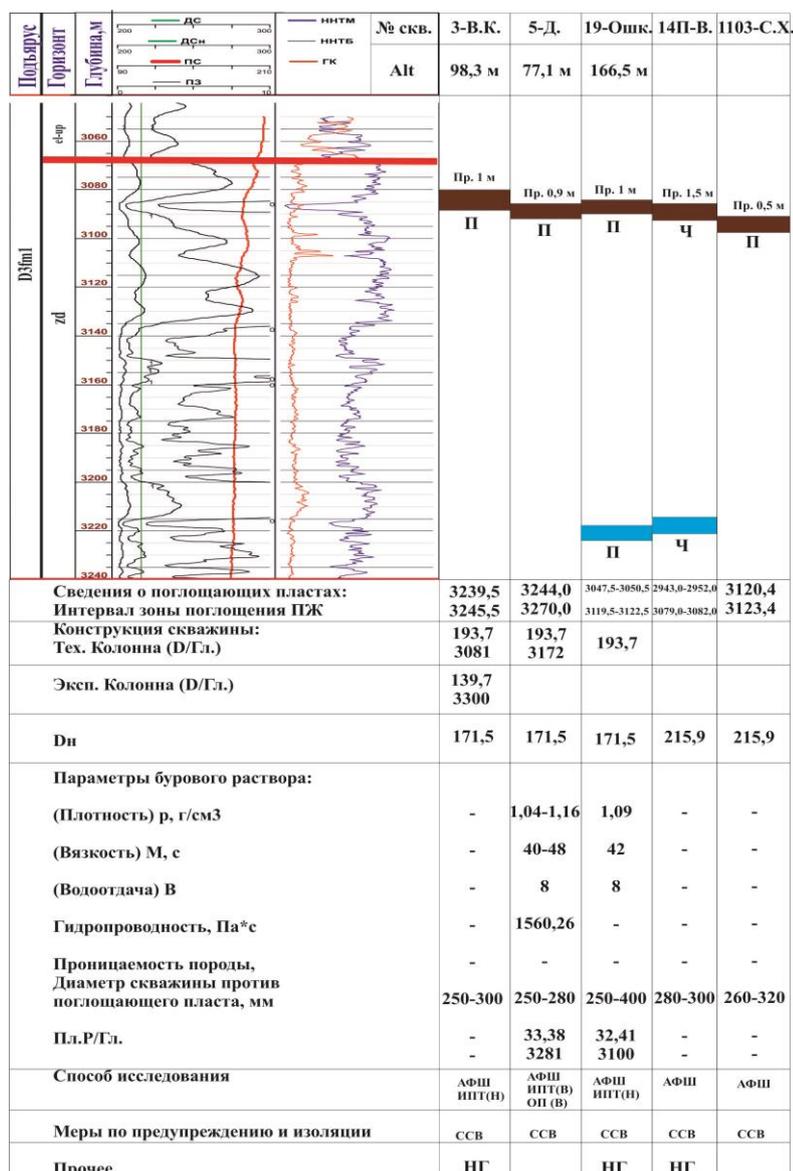
На основе комплекса методов гамма- и нейтронного каротажей, проанализированных по скважинам 3 Восточно-Колвинская, 5 Дюсушевская, 19 Ошкотынская, 21 Ардалинская, 1103 Северо-Хоседаюсская, 35 Центральнорейверская, 14П Висовая, 100 Кочмеская, разработан способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости, проиллюстрированный графиком (рис. 2).

На графике представлены в условных единицах относительные амплитуды интенсивности излучений по оси X – ΔJ_γ по гамма-каротажу, по оси Y – $\Delta J_{n\gamma}$ по нейтронному каротажу. Величины относительных амплитуд интенсивности излучения ΔJ_γ и $\Delta J_{n\gamma}$ свободны от линейного масштаба регистрации (мультипликативная погрешность).

Из графика видно, что выделяются четыре зоны. Первая и вторая зоны относятся к опорным пластам плотных известняков и глин, соответственно. Установлено, что характеристики опорных пластов устойчивы и постоянны, между ними существует корреляционная связь (линия корреляции). Третья зона характеризует интервалы выделенных коллекторов по проанализированным скважинам, которые описываются связью между опорными пластами. От линии корреляции выделяется четвёртая зона с аномальными параметрами (в сторону уменьшения относительных амплитуд интенсивности излучений ΔJ_γ и $\Delta J_{n\gamma}$), которая характеризует интервалы поглощения промывочной жидкости, связанных с карстом.

Эту область условно можно выделять по относительным амплитудам интенсивности излучений $\Delta J_{\gamma} < 0.15$ и $\Delta J_{n\gamma} < 0.4$. Интервалы поглощения промывочной жидкости при бурении выделялись по прямым признакам.

Таким образом, разработанный способ построения зависимости по опорным пластам даже при отсутствии прямых признаков поглощений промывочной жидкости во время бурения даёт возможность определить потенциальные зоны поглощения промывочной жидкости.



Пр. – провал бурильного инструмента при бурении в м;
П – полное поглощение промывочной жидкости; Ч – частичное поглощение жидкости; Способы исследования: АФШ – анализ фракционного состава шлама; ИПТ(Н), ИПТ(В) – испытание пласта в открытом стволе на бурильных трубах (приток нефти, приток воды); ОП(Н, В) – опробование пласта (приток нефти, приток воды); Меры предупреждения и изоляции: ИЗП – изоляция интервала с помощью установки системы пакеров; ЦМ – цементирование интервала с помощью установки мостов; СВВ – закачка высоковязких смесей и смесей с высокой водоотдачей; Прочее: НГ – нефтегазопроявление; В – водопроявление.

Рисунок 3 – Сводная схема поглощений

В разделе проводится обзор существующих методов предупреждения и ликвидации поглощений буровых и тампонажных растворов. А. Н. Кукин (1973 г.) для наглядного представления результатов исследования предложил строить, сводную схему поглощений по каждой площади. В результате проведённых нами исследований предложена усовершенствованная схема, позволяющая сразу получить чёткое представление не только о глубине поглощения, но и о характере отдельных поглощающих пластов и их пластовых давлениях. Такие обобщённые данные легко

сопоставить с аналогичными данными по соседним площадям, что облегчает задачу обобщения материалов по выдаче необходимых рекомендаций. С помощью сводной схемы поглощения можно быстро построить карты поглощений по отдельным горизонтам и даже по отдельным пластам для выяснения связи распространённости крупных каналов в пласте с особенностями тектоники, гидрогеологии и геоморфологии района и карты районирования поглощающих пластов по классам и видам (рис. 3).

Рекомендации по предупреждению поглощений, которые сводятся к следующему: регулирование свойств буровых растворов; регулирование скорости спускоподъёмных операций и других технологических операций, проводимых в скважине; изменение конструкций скважин с целью избежать воздействия утяжелённых растворов на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Необходимо рассматривать интервал поглощения как высокопродуктивный перспективный объект и проводить целенаправленную интерпретацию данных комплекса промыслово-геофизических, геолого-технологических исследований для принятия наиболее правильного решения о том, что же делать с зоной поглощения промывочной жидкости.

В третьем разделе «Выделение коллекторов в карбонатных постройках по данным ГИС» приводятся методы выделения карбонатных коллекторов, рассматриваются особенности выявления зон поглощения промывочной жидкости промыслово-геофизическими методами.

Вопросы выделения и оценки сложных типов карбонатных коллекторов в органогенных карбонатных постройках геолого-геофизическими методами изложены в работах Е. М. Смехова, Т. И. Кушнаревой, М. М. Грачевского, А. В. Соломатина, Л. А. Гобанова, Г. Е. Белозеровой, Е. Арчи, В. М. Добрынина, В. Н. Дахнова, Б. Ю. Вендельштейна, С. С. Итенберга, Г. А. Шнурмана, В. И., М. Г. Латышевой, К. И. Багринцевой, В. Д. Ильина, Н. К. Фортунатовой, В. Г. Кузнецова, А. В. Петухова, В. Б. Ростовщикова, Б. Я. Вассермана, В. И. Богацкого, Е. Б. Груниса, В. И. Петерсилье, Н. И. Никонова, Б. П. Богданова, И. И. Енцова, Л. С. Багиной, Т. И. Вагиной, Н. П. Вишератиной и других.

Крайняя неоднородность структуры порового пространства карбонатов в карбонатных постройках, нередко имеющая большую изменчивость на локальных участках, затрудняет выделение и изучение карбонатных коллекторов. В разделе рассмотрены результаты лабораторных исследований керна. В интервалах вскрытия нефтегазонасыщенных или возможно нефтегазоперспективных горизонтов в поисково-оценочных и разведочных скважинах рекомендуется проводить сплошной отбор керна. В этих интервалах керновый материал служит для получения информации о литологии и стратиграфии разреза, характере изменения его

фильтрационно-ёмкостных характеристик, и в качестве опорной информации для интерпретации данных ГИС.

Поглощения промывочной жидкости, отождествляемые с высоко проницаемыми зонами, напрямую связаны с коллекторскими свойствами пород карбонатных построек. Такой карбонатной постройкой, где отмечены поглощения промывочной жидкости, является Северо-Хоседаюская карбонатная банка. Изучением коллекторов Северо-Хоседаюской карбонатной банки занималась К. И. Багринцева. В пределах локального природного резервуара Северное Хоседаю наблюдается невыдержанный, линзовидно-выклинивающийся характер распределения коллекторов различных типов, что обусловлено приуроченностью месторождения к карбонатной постройке.

На основании проведённого анализа геолого-геофизической информации по скважинам 1103 и 1105 Северо-Хоседаюские, предоставленной геологической службой ООО «РосВьетПетро», подтверждаются результаты К. И. Багринцевой. С помощью геофизического программного комплекса «GeoOffice Solver» нами проведена комплексная интерпретация промыслово-геофизических материалов продуктивной части разреза по скважине 1105-С.Хоседаю в интервале 3188-3307 м, соответствующей верхней части трещиноватых водорослевых известняков, рассматриваемой К. И. Багринцевой.

С использованием комплекса ГИС были выделены карбонатные коллектора в карбонатной постройке и выявлены типы коллекторов.

В скважине 1103 зафиксировано поглощение промывочной жидкости. Скважиной в интервале 3200-3230 м вскрыта продуктивная часть разреза. По К. И. Багринцевой, коллектора этого интервала в соседней скважине №1 характеризуются как нефтенасыщенные трещинно-порового типа, но характер пор в скважине 1103-С.Х. сложный, не трещино-поровый, а трещинно-каверново-поровый, здесь на глубине 3206,4 м (а.о. -3120,4 м) было зафиксировано поглощение промывочной жидкости (до полной потери циркуляции на устье). Также во время проведения ГИС произошел выброс нефти из скважины в объёме 50 м³, что говорит о насыщении коллекторов.

Проведены анализ геолого-промысловых данных, интерпретация и обработка ГИС с применением программного комплекса «GeoOffice Solver» в нижнепермских отложениях Кочмесской площади, в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны, в некоторых скважинах Ижма-Печорской и Денисовской впадин.

Также рассмотрен комплексный подход для решения задач по выделению карбонатных коллекторов в нижнепермских отложениях на примерах Колвинского и Кочмесского нефтяных месторождений. На примере Колвинского месторождения выделены коллекторы в верхней части ассельско-сакмарской карбонатной постройки, которые ранее не выделялись. Залежи нефти приурочены к карбонатным отложениям

(известнякам и доломитам). Вмещающими породами нерасчленённых отложений ассельского-сакмарского ярусов нижней перми являются известняки серые, тёмно-серые и белые, светло- и голубовато-серые, мелко-, средне- и скрытокристаллические, перекристаллизованные, стилолитизированные, водорослевые, органогенно-детритовые и органогенно-обломочные, с тонкими трещинами, заполненными прозрачным скрытокристаллическим кальцитом, неравномерно глинистыми, с фауной брахиопод, фораминифер, криноидей, мшанок. Встречаются прослои известняков доломитизированных. При опробовании в процессе бурения скважины 1П из интервала 2050-2139 м (P_{1k+a+s}) был получен приток бурового раствора с нефтью в объёме $6,0 \text{ м}^3$, из интервала 2087-2319 м (P_{1a+s}) – приток нефти в объёме $6,0 \text{ м}^3$. В скважине 129 при опробовании в процессе бурения ассельско-сакмарских отложений из интервала 2485-2588,3 м получен газированный буровой раствор, сильногазированная нефть.

Выделение коллекторов в карбонатных отложениях P_{1a+s} проводилось по комплексу геофизических методов. Коллекторы характеризуются совокупностью следующих признаков: отрицательными аномалиями ПС; низкими значениями гамма-активности на кривой ГК (0,7-2,3 мкр/ч); локальными понижениями $J_{\text{ин}}$ диаграмме 2ННК-Т; увеличением интервального времени пробега упругой волны ΔT на диаграмме акустического каротажа по сравнению с вмещающими плотными породами.

Выделенные по комплексу ГИС коллекторы в верхней части залежи P_{1a+s} в скважине 130 подтверждены результатами опробования – получены притоки нефти, выделенный интервал коллекторов 2313-2326 м был перфорирован – получен приток нефти дебитом $220 \text{ м}^3/\text{сут}$. В скважине 129 в интервале нефтенасыщенность выделенных коллекторов в интервале 2400-2420 подтверждается получением притока нефти при свабировании дебитом $128 \text{ м}^3/\text{сут}$. Кроме того, коллекторы залежи в скважине 1П охарактеризованы нефтенасыщенным керном.

На Кочмесской площади в нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка. Здесь в подошвенной части при бурении с отбором керна в интервале 2013.01-2013.81 м произошла полная потеря циркуляции из-за катастрофического поглощения промывочной жидкости дебитом $9 \text{ м}^3/\text{час}$. Зоны поглощения промывочной жидкости свидетельствуют о наличии высокопроницаемых коллекторов. При переинтерпретации данных ГИС скважины 100-Кочмес были выделены коллектора и определено их насыщение, а также был определён характер насыщения зоны поглощения промывочной жидкости, которая предполагается нефтенасыщенной.

В четвёртом разделе «Оценка характера насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках по данным ГИС» определяется характер насыщения карбонатных разрезов и его количественные значения.

Задача определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатном разрезе важна, особенно на стадии проводки скважины при оперативной интерпретации и выдаче рекомендаций на испытание и опробование интервалов. Вопросами определения пористости и насыщения карбонатных коллекторов занимались Е. Арчи, В. М. Добрынин, В. Н. Дахнов, Б. Ю. Вендельштейн, С. С. Итенберг, Г. А. Шнурман, В. И., М. Г. Латышева, В. И. Петерсилье, Л. С. Багина, Т. И. Вагина, Н. П. Вишератина и другие. Но вопрос определения пористости и насыщенности зон поглощения промывочной жидкости является менее изученным, поскольку данную зону обычно не рассматривают в качестве ёмкости флюидов, т. к. сложно выделять в ней коллектора и сложно учитывать при подсчёте запасов углеводородов.

В разделе описываются методы определения пористости по данным электрического и электромагнитного, акустического, стационарных нейтронных, гамма-гамма плотностного каротажей. На примере скважин Дюсушевского, Ошкотынского, Висового, Центрально-Хорейверского, Ардалинского, Восточно-Колвинского месторождений приводятся таблицы с результатами определения пористости и планшеты выделения коллекторов. Вся интерпретация была проведена с использованием интерпретационного комплекса «Geo Office Solver».

На предмет выделения коллекторов и их насыщенности проинтерпретированы разрезы артинско-ассельских отложений скважин 12, 1, 19, 5 Кочмес. Обработка и интерпретация ГИС скважин 12, 1, 19, 5 проводились в автоматизированном виде с применением системы «Geo Office Solver». В зоне поглощения промывочной жидкости развит карстовый коллектор, промытая зона которого достигает значительных размеров. Выявлено, что размер промытой зоны в поглощающем пласте – это один из основных параметров, позволяющий не только охарактеризовать поглощающий пласт, но и дать оценку достоверности получаемых результатов при обработке данных ГИС. Определение K_p и $K_{нт}$ будет достоверным, если размер промытой зоны не будет превышать 16 м в диаметре. Размер промытой зоны можно легко определить при обработке многозондовых показаний БКЗ или индукционных каротажей.

В разделе рассмотрено определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов. Интерпретируя БКЗ как ручным, так и автоматизированным способом, можно получить данные о характере насыщения пластов коллекторов, в данном случае пластов, поглощающих промывочную жидкость, если промытая зона будет больше $3d$ и не превышать 16 метров в диаметре. В работе представлены результаты проведенной интерпретации скважин № 3 Восточно-Колвинского месторождения, 5 Дюсушевская, 19 Ошкотынская, 14П Висовая, 35 Центрально-Хорейверская, 323 Лузская, 1103 Северо-Хоседаюская. Обработка и интерпретация велись с помощью программного комплекса «Geo Office Solver». Выделенные зоны поглощений

промывочной жидкости относятся к кровельной части карбонатных построек и связаны с зоной палеокарста.

Так, в зоне карста в скважине 3-Восточно-Колвинская при проходке верхнедевонских отложений началось интенсивное поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции, при проведении спуско-подъёмных работ в скважине наблюдались нефтепроявления на устье скважины. Скважина закончена освоением с получением постоянного притока: штуцер – 8,9 мм, дебиты нефти 17,33 м³/сут, воды – 7,87 м³/сут. Анализ данной ситуации с комплексной интерпретацией промыслово-геофизических материалов показал: в интервале 3536-3542 м выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью; по соотношению параметров комплекса ГИС высокопроницаемая зона с карстовой полостью нефтенасыщенна.

В присводовой части Дюсушевской структуры для освоения нефтяной залежи была забурена наклонно-направленная скважина 5-Дюсушевская, в которой в зоне карста при забое 3588 м зарегистрировано катастрофическое поглощение промывочной жидкости. Анализ данной ситуации с комплексной интерпретацией промыслово-геофизических материалов показал: в интервале 3588-3600 м выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью; по соотношению параметров комплекса ГИС высокопроницаемая зона с карстовой полостью нефтенасыщенна; наличие пластовой воды и нефтенасыщенного керна на глубине 3590 м (а.о. 3246 м), указывает на то, что при опробовании была отобрана вода, принятая скважиной при поглощении промывочной жидкости.

В зоне карста в скважине 19 Ошкотынского месторождения произошло катастрофическое поглощение промывочной жидкости, проведено испытание залежи ДФ6 в открытом стволе, получен приток нефти плотностью 0.8437 г/см³, дебитом 11.58 м³/сут при средней депрессии 13.5 МПа. Средние значения пористости - 9,46 %, проницаемость - 219, 07x10⁻³ мкм². Интерпретация материалов по скважине выявила следующее: по установленным критериям выделяются зоны поглощения промывочной жидкости в двух интервалах: 3209-3214 м, 3286-3288 м; по характеристикам методов ГИС интервал 3209-3214 м должен быть нефтенасыщен; в связи с этим рекомендуется в скважине 19-Ошкотынская испытать интервал 3209-3214 м для открытия новой высокодебитной залежи.

Зоны поглощения промывочной жидкости зафиксированы и в постройках других типов, не относящихся к Центральнорейверскому поднятию. К примеру, в Северо-Хоседаюской карбонатной банке, имеющей доманиково-задонский возраст и аналогичную геофизическую характеристику. В скважине 1103 Северо-Хоседаюской площади на глубине 3206,4 м (а.о. -3120.4 м) произошло поглощение промывочной жидкости. При спуске бурового инструмента произошёл выброс нефти из скважины. Данные ГИС были интерпретированы в комплексе Geo Office Solver, в результате чего в скважине 1103-Северо-Хоседаюская установлено следующее: интервал

поглощения на глубине 3206,4-3209,4 м (а.о. 3120,4-3123,4 м); данный интервал характеризуется как нефтенасыщенный с $K_n=60-70\%$.

В карстовом коллекторе пористость может достигать значений порядка 20-40%. В таких условиях наиболее эффективным является определение пористости по данным ЯМК. Метод ЯМК является единственным методом ГИС, принципиально позволяющим получить дифференцированную информацию о распределении пористости и на этой основе определить различные компоненты общей пористости. Был проведён анализ каротажных данных прибора ЯМК MREX скважины 14П Висового месторождения. Проведён анализ комплексирования ЯМК с другими методами ГИС, которое позволяет уточнить параметры интерпретационной модели других методов ГИС, уточнить характеристики пористости, построить связи типа «ГИС-ГИС».

Для определения характера насыщения зон поглощения промывочной жидкости рекомендовано использовать методику нормализации. Способ основан на перестроении и изображении кривых, отражающих сопротивление (БК или ИК) и пористость (НК, ГГКП или АК), в едином масштабе сопротивлений или пористости. При нормировании, например, кривых БК и НК по пористости кривую БК перестраивают в логарифмический масштаб НК, для чего модули перестроения выбирают таким образом, чтобы кривые совпадали в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью. Кривая НК эквивалентна при этом кривой БК в случае водонасыщенности пород. Перспективные на нефть и газ пласты выделяют по расхождению нормированных кривых (в данном случае по превышению показаний кривой БК над кривой НК) (рис. 4). Он даёт возможность быстрого просмотра значительных интервалов исследуемых пород и выделения перспективных участков для дальнейшей детальной интерпретации. Задача оценки характера насыщенности по электрическому сопротивлению удовлетворительно решается для простых коллекторов порового типа. В коллекторах сложного строения эффективность решения задачи существенно ниже. Методику нормализации в комплексе с другими методами используют главным образом при выделении трещинных коллекторов и оценке их нефтегазонасыщенности в карбонатных разрезах.

Таким образом, проведён анализ определений характера насыщения и пористости в зонах поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках девона-перми Тимано-Печорской провинции. Предложены наиболее эффективные решения поставленных в главе задач. Представлены результаты определения характера насыщения и пористости в скважинах Дюсушевского, Восточно-Колвинского, Ошкотынского, Центрально-Хорейверского, Висового, Северо-Хоседаюского, Кочмесского, Лузского месторождений.

В пятом разделе «Прогноз насыщения зон поглощений промывочной жидкости в карбонатных постройках» рассматривается необходимость установления зон поглощения промывочной жидкости для прогноза их насыщения,

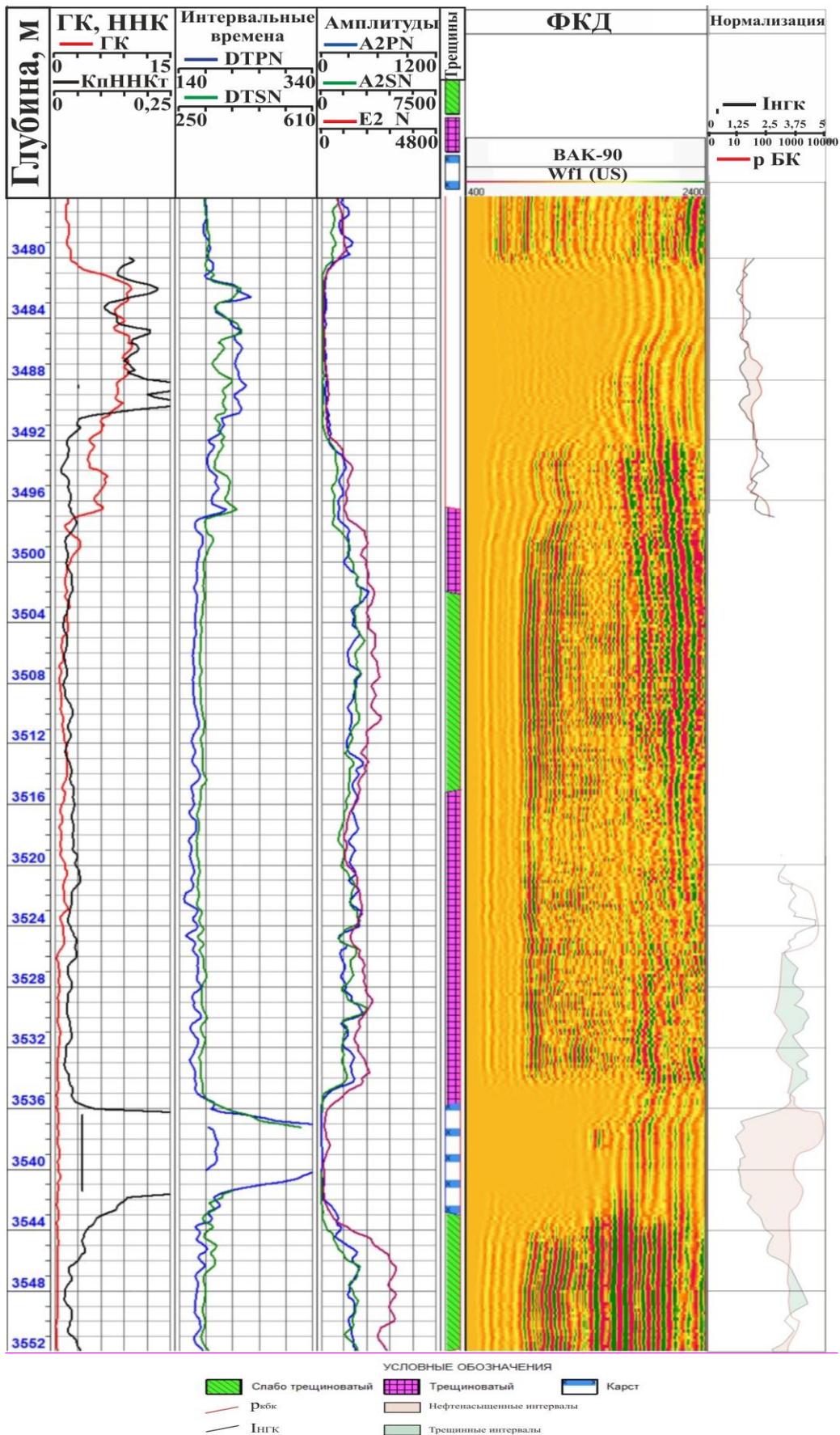


Рисунок 4 – Выделение в карбонатном разрезе в зоне поглощения промывочной жидкости продуктивных интервалов по нормированным кривым НКГ и БК (скв. 3 Восточно-Колвинского месторождения)

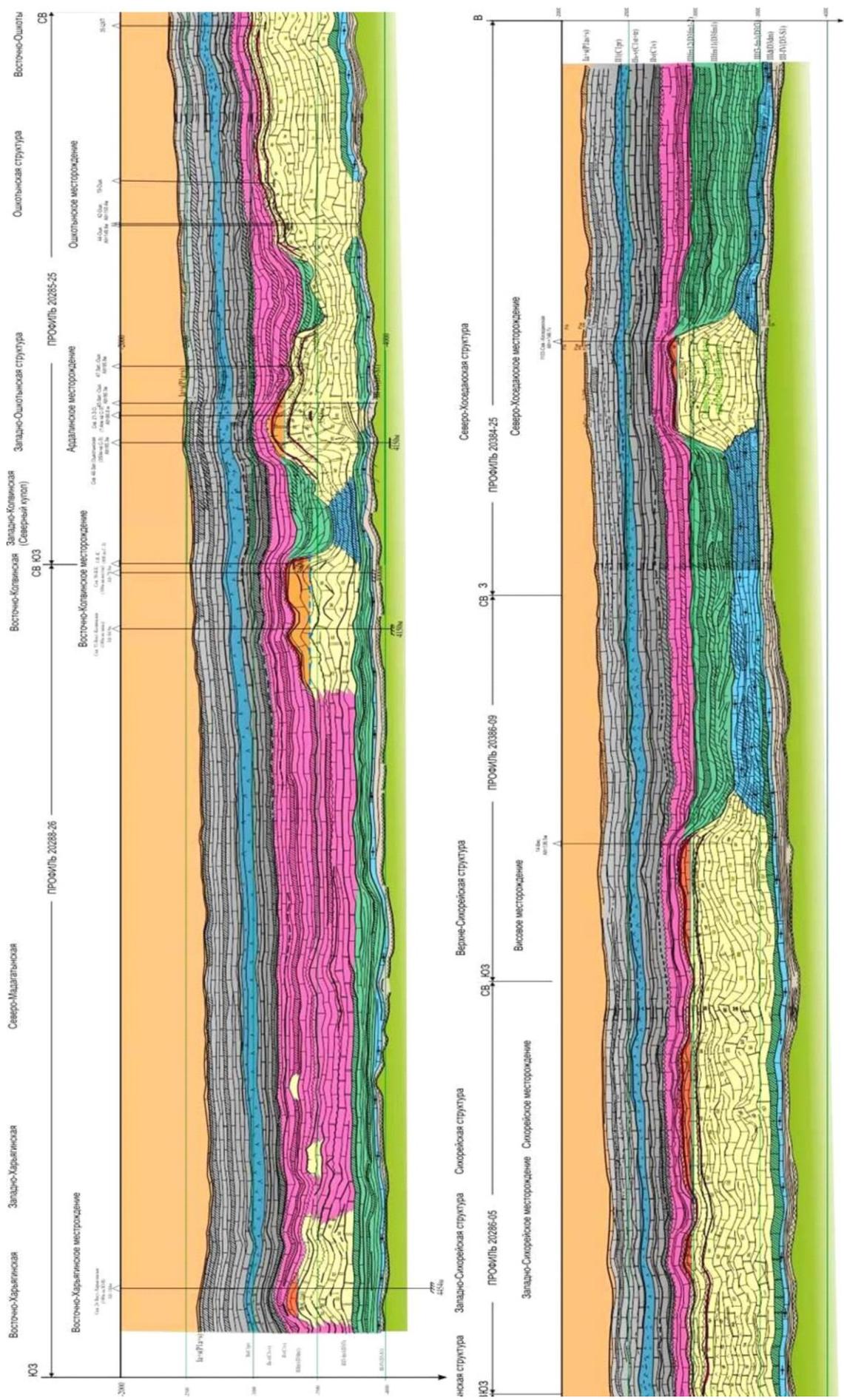


Рисунок 5 – Сводный сейсмогеологический профиль через Восточно-Хорейверско-Дюсушевско-Центральнохорейверскую рифтовую зону

так как это приносит значительный геолого-экономический эффект: опробование и испытание неизменного «борьбой» с поглощением коллектора даёт высокий дебит и быстрое освоение скважины для ввода в эксплуатацию. В разделе на основе анализа поглощений промывочной жидкости в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны, изучения геофизических характеристик в интервалах их проявления установлены критерии выделения интервалов поглощения, пористости и характера насыщения флюидами по материалам комплекса ГИС. В Восточно-Харьягинско-Дюсушевской и Центральнохорейверской рифовых зонах установлены два зональных уровня поглощений промывочной жидкости в фаменском биостромном облекании франско-фаменского рифа (рис. 5). Верхний уровень в кровельной части биострома определён как нефтенасыщенный, нижний – как водонасыщенный. Возникновение этих уровней связано с древним карстом, когда во время регрессий бассейна эти отложения подвергались денудации в поверхностных условиях.

Основные результаты и выводы

В результате проведённых исследований по определению закономерностей насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках верхнего девона – нижней перми северной части Тимано-Печорской провинции установлено и разработано следующее:

1. На основе собранных, систематизированных, проанализированных материалов ГИС, промыслово-геофизических материалов по поглощающим скважинам и скважинам без поглощений, сейсморазведочных материалов составлены разрезы скважин, схемы их корреляции, сейсмогеологические разрезы, построены в редакторе ARCGIS структурные карты северной части Тимано-Печорской провинции с зонами развития разнотипных карбонатных построек верхнего девона-карбона-нижней перми.

2. На основе анализа поглощений промывочной жидкости в нижнепермско-каменноугольных отложениях Кочмесской площади, в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны установлены и подтверждены следующие критерии выделения интервалов поглощения: провалы инструмента и увеличение скорости проходки; резкое падение температуры в показаниях термометрии; падение давления на манометре; на кривой ГК нет выраженных экстремумов; очень низкие показания нейтронного каротажа; на кавернограмме прослеживается резкое увеличение диаметра скважины; низкие для карбонатных пород показания сопротивления.

3. Используемый в настоящее время комплекс промыслового-геофизических методов позволяет довольно уверенно выделять в изучаемом разрезе зоны закарстованных поглощающих пород.

4. На основе гамма- и нейтронного каротажей разработан способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках

верхнего девона-нижней перми. Разработанный способ, при отсутствии прямых признаков поглощений промывочной жидкости во время бурения, даёт возможность определить потенциальные зоны поглощения промывочной жидкости.

5. Обоснован комплекс методов ГИС и ГТИ для определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости. Комплекс включает в себя методику нормализации бокового и нейтронного каротажей, ядерно-магнитного каротажа, занесение промыслово-геофизической информации о зонах поглощения промывочной жидкости в представленную сводную схему поглощений для выработки рекомендаций по вызову притока углеводородов из этих зон или их ликвидацию.

6. Впервые установлены закономерности распространения зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны на двух стратиграфических уровнях, приуроченных к зонам карста, сформированным во время перерывов в осадконакоплении, сопровождавшихся денудацией. Разработана пространственная типизация зон поглощения промывочной жидкости для карбонатных построек, которая содержит типы: линейно-вытянутый, кольцевой, изометричный, округлый. Закономерности приуроченности этих уровней к стратиграфическим реперам позволяют точно определять их интервалы в новых скважинах и планировать мероприятия по недопущению поглощений путём регулировки свойств буровых растворов, бурения на равновесии, и соблюдения технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины, снижения скорости бурения и уменьшения количества спускоподъёмных операций. Это позволит добиться высокой геолого-экономической эффективности при реализации нефтегазовых проектов.

7. Результаты исследований диссертационной работы приняты к использованию в ООО «СК «РУСВЪЕТПЕТРО», ООО НК «СОЮЗ», ООО «ЕВРОАЛЪЯНС».

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

а) Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ

1. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Куваев И. В., Федотов А. Л. Особенности строения и нефтегазоносности нижнепермских отложений Кочмесской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2012.pdf.

2. Терентьев С. Э., Богданов Б. П. Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. №2. С. 123-148.

3. Терентьев С. Э., Богданов Б. П. Прогноз насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках (на примере месторождений Центрально-Хорейверского поднятия) // Вестник Института геологии Коми НЦ УрО

РАН. № 11, ноябрь 2013. С. 16-20.

4. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Кузьменко Ю. С., Панкратова Е. И. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf.

б) Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях:

5. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Константинов А. А. Особенности выделения коллекторов в карбонатных породах перми-карбона Южно-Сынинского участка // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России : Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009 г. С. 27-29.

6. Терентьев С. Э., Константинов А. А. Особенности распределения фильтрационно-ёмкостных свойств в карбонатных постройках перми-карбона Предуральяского прогиба // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России : Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар. ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2009 г. С. 60-62.

7. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Константинов А. А. Некоторые нерешенные задачи в геологии Тимано-Печорской провинции и как организовать науку // Рассохинские чтения [Текст] : материалы семинара (4-5 февраля 2009 года) / под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2009. С. 6.

8. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Константинов А. А. Геологическая природа аномалий сейсмической записи на Восточно-Пальюской площади // Международная молодёжная научная конференция «Севергеозкотех – 2009» : материалы конференции (17–19 марта 2009 г., Ухта). – Ухта : УГТУ, 2009.

9. Терентьев С. Э., Константинов А. А. Некоторые особенности строения силурийских отложений юго-западной части Хорейверской впадины // XI Международная молодёжная научная конференция «Севергеозкотех-2011» : материалы конференции (17-19 марта 2010 г., Ухта) : в 5 ч. ; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2010 г. С. 40-43.

10. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Константинов А. А. Что мы знаем о рифах Тимано-Печорской провинции // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010. С. 34-36.

11. Терентьев С. Э., Константинов А. А. Карст в зонах верхнедевонских карбонатных построек и его выраженность в материалах ГИС // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010. С. 175-178.

12. Терентьев С. Э., Кулешов В. Е., Могутов А. С. Моделирование месторождений, характеризующихся сложным геологическим строением (на примере месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов II Научно-практической молодёжной конференции (6-7 октября 2010 г.) – М. : Газпром

ВНИИГАЗ, 2010. С. 19.

13. Терентьев С. Э. Выраженность карста в материалах ГИС в зонах карбонатных постройках на примере Восточно-Колвинского месторождения // XII Международная молодёжная научная конференция «Севергеоэкотех-2011»: материалы конференции (16-18 марта 2011 г., Ухта) : в 5 ч. ; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2011 г. С. 117-119.

14. Терентьев С. Э. Особенности выделения карбонатных коллекторов нижнепермских отложений Кочмесской площади // Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России : тезисы докладов XIX Губкинских чтений (ноябрь 2011г.) – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2011. С.72-73.

15. Терентьев С. Э., Богданов Б. П. Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в нижнепермских отложениях Кочмесской площади // Научно-практическая конференция «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России» (4-7 июня 2012г.) – ВНИГРИ, 2012. С. 32-43 .

16. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Панкратова Е. И. Карбонатные постройки перми-карбона Севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (сентябрь 2013). – Киров : ООО «Кировская областная типография», сентябрь 2013. С. 56-65.

17. Терентьев С. Э., Прищепа О. М., Богданов Б. П., Недилюк Л. П. Крупные поисковые объекты нефти и газа коротаихинской впадины и ее обрамления // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (сентябрь 2013). – Киров : ООО «Кировская областная типография». С. 80-89.

18. Терентьев С. Э., Богданов Б. П., Приймак П. И., Недилюк Л. П.. Проблемы изучения и перспективы нефтегазоносности Лемвинского барьерного рифа // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : Материалы XVI Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014 г. С. 16-23.