

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Ухтинский государственный технический университет»  
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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель  
кандидат г. – м. наук  
Б. П. Богданов

Ухта 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1 Изученность поглощений промывочной жидкости, связанных с карстом, в карбонатных постройках тимано-печорской провинции.....	9
2 Принципы выделения и методы изучения зон поглощения промывочной жидкости при бурении.....	36
2.1 Литолого-петрофизические свойства поглощающих пластов.....	37
2.2 Гидродинамическая характеристика поглощающего пласта.....	39
2.3 Определение потенциальных зон поглощений промывочной жидкости.....	42
2.4 Методы изучения поглощающих горизонтов.....	46
2.4.1 Методы исследования при установившихся режимах течения жидкости.....	46
2.4.2 Методы исследования при неустановившихся режимах течения жидкости.....	47
2.4.3 Геофизические методы исследования для изучения поглощающих пластов.....	48
2.4.4 Отбор шлам.....	51
2.4.5 Определение интенсивности поглощения.....	52
2.5 Осложнения в процессе углубления скважины.....	54
2.6 Предупреждение и профилактика поглощений промывочной жидкости.....	57
3 Выделение коллекторов в карбонатных постройках по данным ГИС.....	62
3.1 Лабораторные исследования керна.....	62
3.2 Выделение карбонатных коллекторов нефти и газа.....	65
3.2.1 Трещинный коллектор.....	73
3.2.2 Кавернозно-трещинный коллектор.....	77
3.2.3 Коллекторы смешанного типа.....	79
3.3 Особенности выделения карбонатных коллекторов в нижнепермских карбонатных постройках на примерах Колвинского и Кочмесского месторождений.....	84
4 Оценка характера насыщенности по данным ГИС.....	103
4.1 Определение пористости по данным электрического и электромагнитного каротажа.....	103

4.2	Определение пористости по данным акустического каротажа.....	105
4.3	Определение пористости по данным стационарных нейтронных видов каротажа.....	107
4.4	Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа.....	108
4.5	Определение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов.....	115
4.6	Определение пористости по данным ЯМК.....	126
4.6.1	Комплексирование ЯМК с другими методами ГИС.....	133
4.7	Оценка характера насыщенности по комплексу ГИС.....	134
5	Прогноз насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках.....	142
5.1	Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках Тимано-Печорской Провинции на примере рифовых зон Хорейверской впадины.....	142
	Заключение.....	158
	Приложение 1 – Акт об использовании результатов диссертационной работы в ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» .....	160
	Приложение 2 – Акт об использовании результатов диссертационной работы в ООО НК «СОЮЗ».....	162
	Приложение 3 – Акт об использовании результатов диссертационной работы в ООО «ЕВРОАЛЬЯНС».....	164
	Список использованной литературы.....	165

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность работы**

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 ведет 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 высокочемких 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 проведенных 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-Центрально-хорейверской 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 высокочемких резервуаров.

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

3. Комплекс методов, включающий нормализацию кривых бокового каротажа и нейтронного гамма-каротажа, ядерно-магнитный картаж, – 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 отчетах 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 отчетах 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, 2009г.), на семинаре «Рассохинские чтения» (Ухта, 2009г.), на Международных молодежных научных конференций «Севергеоэкотех» (Ухта, 2009-2011г.), на Всероссийском литологическом совещании «Рифы и карбонатные псефитолиты» (Сыктывкар, 2010г.), на XIX Губкинских чтениях «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» (Москва, 2011г.), на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа Севера Европейской части России» (ВНИГРИ, Санкт-Петербург, 2012г.), на юбилейной научно-практической конференции посвященной 75-летию Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра (Ухта, 2013г.), на XVI Геологическом съезде Республики Коми (Сыктывкар, 2014г.), на международном семинаре «Рассохинские чтения» (Ухта, 2015г.).

**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, проведенные в 2006-2015гг. в УГТУ, НПФ 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 рисунка.

**Благодарности.** 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.



# **1 ИЗУЧЕННОСТЬ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ, СВЯЗАННЫХ С КАРСТОМ, В КАРБОНАТНЫХ ПОСТРОЙКАХ ТИМАНО- ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ**

Анализ геологических разрезов поглощающих скважин и их положения в фациальных моделях литолого-стратиграфических и нефтегазоносных комплексов показал их частую 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.

Прежде, чем перейти к строению, необходимо остановиться на общих чертах структурно-тектонического строения территории Тимано-Печорской провинции. Этими вопросами плодотворно занимались Л.Н. Беляков, В.И. Богацкий, А.В. Борисов, Б.П. Богданов, А.С. Бушуев, 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.

Провинция занимает северо-восточный угол Восточно-Европейской платформы. Западная граница ее соответствует системе разломов юго-западного склона Тимана, восточным ограничением является приосевая часть Уральской складчатой системы; северная граница находится в акватории Баренцева и Печорского морей. Площадь этой территории превышает 330 тыс. кв. м.

В тектоническом отношении провинция размещается в пределах Тимано-Печорской эпибайкальской плиты (Богацкий и др., 1987), включающей Тиманский и Большеземельский мегаблоки, Предновоземельско-Пайхойский и Предуральский передовые прогибы, Новоземельскую и Уральскую складчатые системы.

Названные тектонические элементы включают структуры более низких порядков: Тиманский кряж, Ижма-Печорскую синеклизу, Малоземельско-Колгуевскую моноклираль, Печоро-Колвинский авлакоген с Печоро-Кожвинским и Колвинским валами, Денисовской впадиной, Хорейверскую впадину, Варандей-Адзьвинскую структурную зону, - в платформенной части провинции.

Составными частями Краевого мегапрогиба Тимано-Печорской плиты являются Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб и Предуральский предгорный прогиб.

Наиболее разработана модель седиментации доманик-турнейского терригенно-карбонатного комплекса, основу которой составили результаты более чем столетних исследований девонских отложений. Отложения доманик-фаменского стратиграфического диапазона толщиной от 200 до 2500 м на территории провинции имеют повсеместное распространение за исключением участков выходов его на дневную поверхность в пределах структур Тиманского кряжа, гряды Чернышева, Уральской и Новоземельской складчатых систем.

Этапы изучения отложений в обнаженных участках связаны с именами Ф.Н.Чернышева, Д.В.Наливкина, Н.Н. Тихоновича (1930г), А.Н. Розанова, В.А. Разницына, А.И.Ляшенко, которые выделили в разрезе отложений верхнего девона Ухтинской складки нижнефранский подъярус, среднефранский подъярус в составе доманиковой, лыаельской и ветласянской свит; верхнефранский подъярус в составе сирачойской, ухтинской и устьухтинской свит и ижемскую свиту фаменского яруса. По схеме МСК 1962 года, в Ухтинском районе в составе франского яруса на фаунистически охарактеризованных отложениях саргаевского горизонта согласно залегают доманиковая, лыаельская, ветласянская, бельгопская, сирачойская, ухтинская свиты.

С 1957 года началось бурение глубоких скважин на нефть и газ в пределах Ижма-Печорской синеклизы. Были открыты залежи нефти в карбонатах франского и фаменского ярусов на Западно-Тэбукской структуре и структурах Мичаю-Пашнинского вала, что потребовало тщательного изучения отложений.

Значительный вклад в изучение верхнедевонских отложений в этот период и более позднее время внесла Т.И.Кушнарера. Ею для южной части провинции от широты Усть-Цильма – Кипиево до Колво-Вишерского края по данным бурения и обнажений в пределах Тиманского кряжа были нанесены контуры доманиковых фаций саргаевского, доманиковой, лыаельской горизонтов и свит франского и фаменского ярусов, которые связывались с областями некомпенсированного пригибания. К западу доманиковые фации всех горизонтов замещались карбонатными или терригенными светлоокрашенными породами. Для

доманиковой впадины западная граница устанавливается четко - по зоне развития барьерного рифа, которая уверенно прослежена от Эжвадора до Эшмеса, предположительно до Кипиево на севере, и до Джежим Пармы на юге.

Притоки нефти на Западно-Тэбукской площади из фаменских отложений заставили обратить пристальное внимание на эти отложения. В 1966 году появилась работа Т. И. Кушнарева, Н.Д.Матвиевской [5], которая положила начало новому этапу изучения верхнедевонских карбонатных отложений - целенаправленному изучению рифогенных образований в связи с перспективами их нефтегазоносности. В пределах Печорской депрессии было отмечено существование трех типов верхнедевонского разреза, каждый из которых отвечал особой структурно-фациальной зоне. На примере Западно-Тэбукской площади показано взаимоотношение указанных структурно-фациальных зон, центральная из которых сложена рифогенными известняками. В 1969 году М.М.Грачевским, Ю.М.Берлиным, И.Т.Дубовским, Г.Ф.Ульмишеком была предложена схема строения верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений с топографической впадиной, обрамленной карбонатным шельфом и заполненной в джебольшую регрессию песчано-глинистым комплексом осадков. На приложенной в работе карте были отображены края карбонатных шельфов (барьерные рифы) мендымского и позднефранского возраста с развитием карбонатных построек типа карбонатных банок и одиночных куполов.

Можно предположить, что такой стройной модель не получилась бы без материалов исследований, проведенных Н.Г.Чочиа на смежной территории Колво-Вишерского края.

В работе А.А.Султанаева, В.И.Богацкого, Т.И.Кушнарева рассмотрено строение Вангыр-Вишерского и Лемвинского палеопрогибов, разделенных цепью поднятий, вытянутых вдоль всего Северного и Полярного Урала и фиксируемых отложениями фаций отмелей и биогермов.

И.Т.Дубовской, А.В.Соломатин [3] наметили зоны семилукско-бурегского, сирачойского, ухтинского барьерных рифов на территории Большеземельской тундры (от Юрьяхи до Хорейверской впадины).

Изучения остракод, проведенные Н.А.Фокиным [9], показали, что в лыаельской свите толщиной 60-90 м, представленной переслаиванием

доманиковых фаций и глинисто-мергелистых прослоев, залегающей согласно на доманиковой свите, сконцентрирована Ыджидская свита ("бухиоловый горизонт") Б.К.Лихарева, имеющая в стратотипе толщину 40-45 м, ветласянская свита (150-190 м), сирачойская свита (свыше 200 м в рифовом разрезе р.Седью), а также часть ухтинской свиты.

В 1978 году для провинции А.А.Геодекином, И.Т.Дубовским, Н.Д.Матвиевской [2] составлена схема строения верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений, на которой выделены десять непрерывно-линейных барьерно-краевых рифов (из них три – франского возраста, семь – фаменско-турнейского), обрамлявших древние палеошельфы, а также одиночные рифы позднефранского возраста.

Современный этап изучения верхнедевонских отложений Тимано-Печорской провинции, когда была принята программа выработки методики картирования рифов комплексом геофизических методов и параметрическим бурением на примере Тэбук-Висовского полигона, совпадает по времени (конец 70<sup>х</sup> годов) с переходом сейсморазведки на методику ОГТ, положившей начало планомерному трассированию барьерного рифа ухтинского возраста (Панцерно и др., 1978 г.) с целью выявления в его пределах ловушек нефти и газа. Параллельно с проведением сейсморазведочных работ в выявленной рифовой зоне от Южно-Тэбукской структуры на юге до Сотчемьюской на севере проводилось параметрическое и поисковое бурение, детальные гравиразведочные, электроразведочные работы, отчеты о которых написаны Н.И.Никоновым, Р.А.Сеппо, С.И.Максимовой, Н.Г.Плякиной, Е.С.Подловилиным и др. На этом полигоне отработаны тысячи километров сейсморазведочных профилей, тысячи точек гравиразведки и электроразведки, пробурены скважины. После открытия небольшого Южно-Тэбукского месторождения выявлены Кабантывисовское, Западно-Нерцовское, Аресское, Северо-Аресское, Северо-Ираельское, Сотчемьюское, Восточно-Сотчемью-Талыйюские, Чикшинское, Северо-Ниедзьюское, Южно-Терехевейское нефтяные месторождения.

Одним из первых обобщающих исследований по оценке эффективности примененного на данном полигоне комплекса геолого-геофизических методов следует считать работу Л.В. Дегтяревой, Н.Д. Матвиевской, в которой

сформулированы признаки выделения верхнефранских рифовых массивов на сейсмических разрезах

А.С.Бушуев, А.П.Козуб на примере Тэбук-Висовского полигона установили, что по материалам сейсмокаротажа и акустического каротажа скважин рифы позднедевонского возраста юга провинции проявляются в поле скоростей как положительные аномалии по отношению к скоростям вмещающих отложений.

От Командиршорской площади до Седьягинской в 1980-88 гг. протрассирован барьерный риф ухтинского возраста (Т.М.Москалева, А.И.Корнилова, Е.Н.Бунин, Р.И.Бирон, С.Г.Фокина, А.Ф.Невидимова и др.). Выявлены аномалии волнового поля, отождествляемые с сирачойским (?) барьерным рифом на Северо-Командиршорской, Среднехарьягинской площадях (Т.М.Москалева, А.И.Иванова и др.), где открыты одноименные месторождения. На севере Печоро-Колвинского авлакогена исследованиями И.А.Тенина, И.А.Шаблыгиной и других намечены аномальные зоны, отождествляемые с рифогенными постройками. В центральной части Хорейверской впадины работами сейсморазведочных партий выявлено большое число аномалий сейсмической записи, связываемых с рифогенными постройками (А.И.Иванова, Р.И.Бирон, В.П.Усик, Г.И.Грицкевич, А.И. Корнилова, Ю.Г.Корпачев, Е.Н.Бунин, Л.И.Бунина, Л.Ф.Пильник, Н.Н.Шабалкина и др.), после проведения глубокого бурения, на которых в большинстве случаев подтвержден рифовый характер отложений, выявлены залежи и месторождения нефти. На севере Хорейверской впадины работами ПГО "Севзапгеология" по аномалиям на временных разрезах закартированы рифовые постройки (Г.Л.Смирнова, М.Н.Паталов, Т.А.Алимова, В.Н.Ростовцев, И.А.Тенин, И.А. Шаблыгина и др.), часть которых оказалась продуктивной. Аномалии волнового поля рифового типа закартированы в пределах Предуральского и Предновоземельского передовых прогибов (В.А.Курильчик, Н.Г.Жукова, Т.А.Лисина, Н. Коршунова, В.И.Веселова, О.Т.Сурова, Т.В.Зимишина и др.), природа части, которых подтверждена глубоким бурением. Картирование сейсморазведкой рифов в Ижма-Печорской синеклизе (А.И.Канева, Н.С.Моклученко, Т.М.Волошененко и др.), проверка их бурением привели к открытию нефтяных месторождений и залежей на Низевой, Макарьельской, Верхневольминской, Южно-Седмесской, Южно-Низевой площадях. Кроме

Верхнелодминской рифовой постройки, вскрытой бурением до постановки сейсморазведки МОГТ, в Денисовской впадине выявлены рифовые аномалии на Трошской, Верхнеамдермаельской, Южно-Юрьяхинской, Лекъюской, Южно-Зверинецкой, Баяндыской, Устьюрьяхинской и других площадях (А.Ф.Невидимова, Р. Отойкова, А.Г.Казанцева, Е.А.Зеленская и др.), часть из которых тоже оказалась продуктивной.

Кроме рассмотренных, значительное число работ посвящено исследованиям литологического, фаунистического состава отложений, изучению их коллекторских свойств как по территории провинции, так и на отдельных площадях, среди которых надо отметить публикации и отчеты А.И.Елисеева, А.И.Першиной, Л.А.Гобанова, Б.С.Шутова, Н.В.Беляевой, В.Б.Евдокимова, В.А.Стениной, К.Я.Троценко, П.Н.Кокина, В.П.Елохина, В.С.Коваленко, А.С.Голованя, Г.М.Фирера, Б.Г.Ахматова, Е.Г.Милушкиной, И.Я.Персовой и многих других.

В 1981-90 г.г. в ПГО “Печорагеофизика”, в ТПО ВНИГРИ проводились тематические работы по рифовой проблеме, одним из ответственных исполнителей которых являлся Богданов Б.П. Для верхнедевонских отложений были сделаны следующие выводы:

1. Детальная корреляция разнофациальных верхнедевонских отложений, проведенная на основе биостратиграфического, ритмостратиграфического, палеогеоморфологического, сейсмостратиграфического критериев, выявила более дробное цикличное строение их, чем это предполагалось ранее. Выделены десять трансгрессивных циклов, с которыми связаны этапы рифообразования: раннедоманиковский, позднедоманиковский, речицкий, ранневоронежский, поздневоронежский, евлановский, ливенский, задонский, среднефаменский и позднефаменский. С регрессивными циклами, тобысьским, веселокутским, ветласяньским, сedyюским, большекеранским, тэбукским, савиноборским, лемьюским, вежаюским - связано накопление толщ заполнения внутри некомпенсированной впадины. Анализ отложений в обнажениях, скважинах в совокупности с сейсмофациальным анализом показал региональное развитие в пределах ТПП выделенных циклов седиментации.

2. На основании морфогенетических критериев выполнена типизация карбонатных построек, являющихся основной особенностью трансгрессивных

циклов осадконакопления. Выделены: краевые рифы, изометрично-кольцевые (атолловидные) постройки, одиночные рифы, шельфовые постройки (биостромы), Лемвинский барьерный риф.

3. Установлено, что среди вмещающих отложения рифовой генетической группы резко отличаются своими фильтрационно-емкостными свойствами. Для гребневых частей рифов характерно наличие карстовых полостей, фиксируемых при бурении провалами инструмента и поглощениями промывочной жидкости, коллекторов каверново-поровых, поровых, трещинно-поровых. Распределение коллекторов и крышек в пределах карбонатных построек и вмещающих их отложений показано на примере седиментационно-емкостных моделей.

4. Анализ распределения фильтрационно-емкостных свойств на основании данных лабораторных определений, материалов ГИС, особенностей нефтегазоносности показал, что для верхнедевонских карбонатных отложений характерны структурные и литологически ограниченные ловушки нефти и газа. К ним приурочены массивные, массивно-пластовые, пластовые залежи. Основную часть на опосредованных объектах составляют залежи массивно-пластовые и пластовые в структурах облекания рифовых массивов, структур формирующая роль которых очевидна.

В период интенсивного изучения верхнедевонских рифов до кончины в 2006 г. негласным координатором, связывающим исполнителей разных ведомств и организаций, являлся Владимир Владимирович Меннер, которому принадлежат многие работы, придающие геологическую строгость результатам исследований.

Масштабные обобщающие докторские работы Н.В. Беляевой (1999 г.), Л.В. Пармузиной (2005 г.) содержат результаты их многолетних исследований, способствующих выбору направлений геологоразведочных работ. Выстроенные ими схемы развития рифов и сопутствующих фаций учитывают разрезы многих скважин.







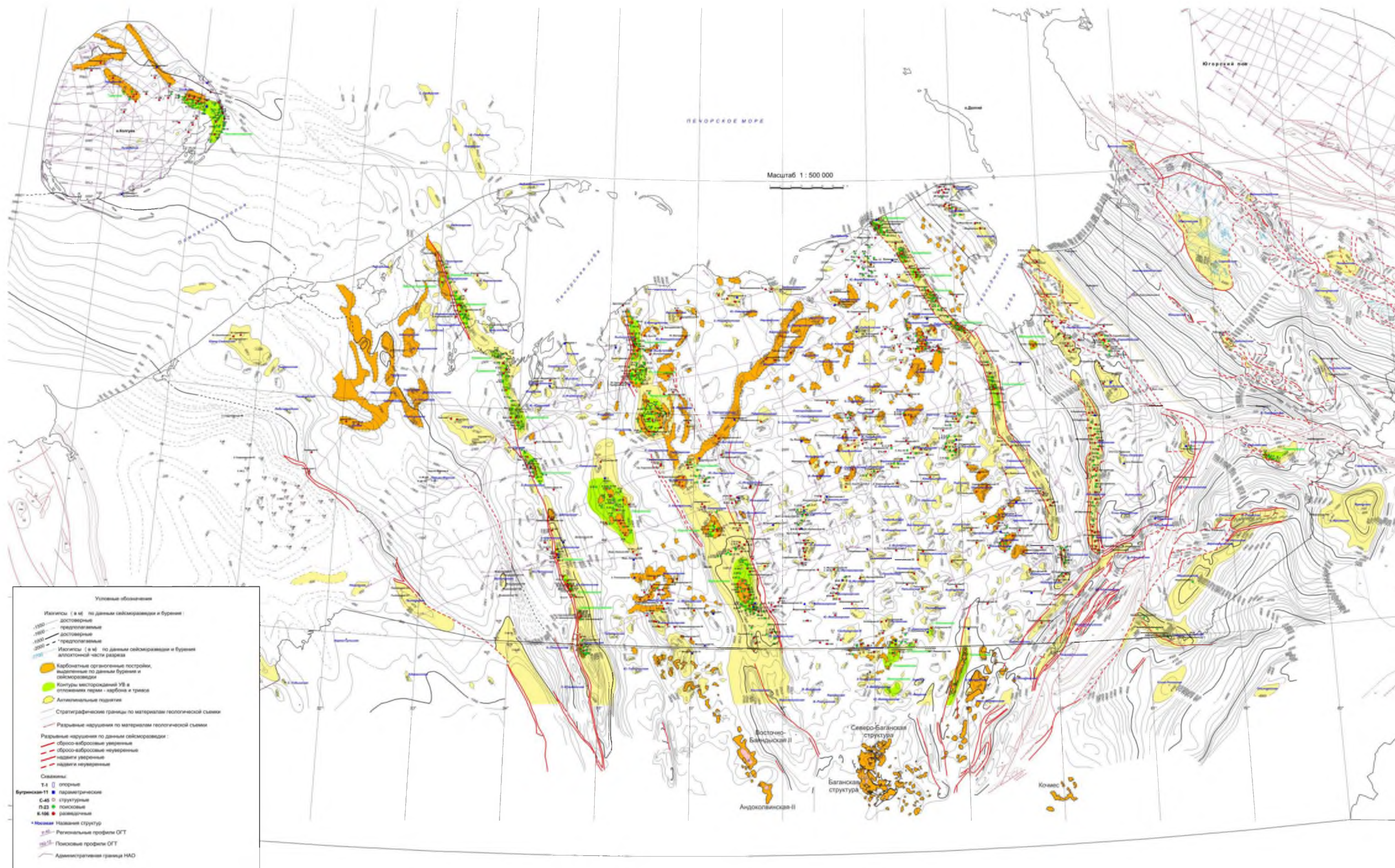


Рисунок 1.2 Карта особенностей строения средневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса (дополнения Терентьева С.Э., Богданова Б.П., 2014г.)



Разрешающая способность современной разведки МОГТ существенно возросла за счет увеличения плотности наблюдений, которая позволяет с высокой точностью выполнить глубинные построения, фиксируя мельчайшие детали и объекты, выделять сейсмофации и особенности их распространения.

В настоящее время для ТПП составлены модели седиментации доманиково-турнейских отложений (Н.Д. Матвиевская, М.М. Грачевский, И.Т. Дубовский, 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. Похожи и дополняют друг друга схемы Б.П.Богданова и ОАО «Севергеофизика» (Н.В. Мисюкевич, 2000г.), на которых выделяются барьерные рифы. Комплексный подход при изучении отложений позволил выделить на территории провинции зоны развития разных генетических групп этих отложений. Особенности их площадного развития, морфология слагаемых ими карбонатных тел позволила составить морфогенетическую классификацию, в которой на территории провинции выделяются следующие типы карбонатных построек: барьерные рифы, атоллвидные постройки, одиночные рифы, карбонатные банки, биостромы (по Б.П. Богданову, 1989, с изменениями). Подобная типизация построек, в принципе, признается многими исследователями.

*Барьерный риф* разделяет фации открытого и закрытого шельфов, имеет высоту 100-300 м, ширину в основании до 2 км, более крутой глубоководный склон, что позволяет довольно уверенно картировать его по геолого-геофизическим данным (рис. 1.3-1.4).

К *атолловидным* относятся постройки, размещающиеся среди одновозрастных депрессионных фаций, имеющие в плане изометричную форму с рифовыми массивами по периферии, обрамляющими. Для всех построек характерно возникновение в раннедоманиковом время и последующее развитие вверх и по латерали вплоть до момента захоронения толщами заполнения и отложениями закрытого шельфа последующих циклов (рис. 1.5).

*Карбонатные банки* представляют собой изометричные тела, состоящие из нескольких морфологически выраженных массивов, развивавшихся на едином основании (рис. 1.6). Постройки этого типа развивались с раннедоманикового

времени внутри некомпенсированной впадины, продолжительность развития и высота их зависели от положения и миграции края закрытого шельфа.

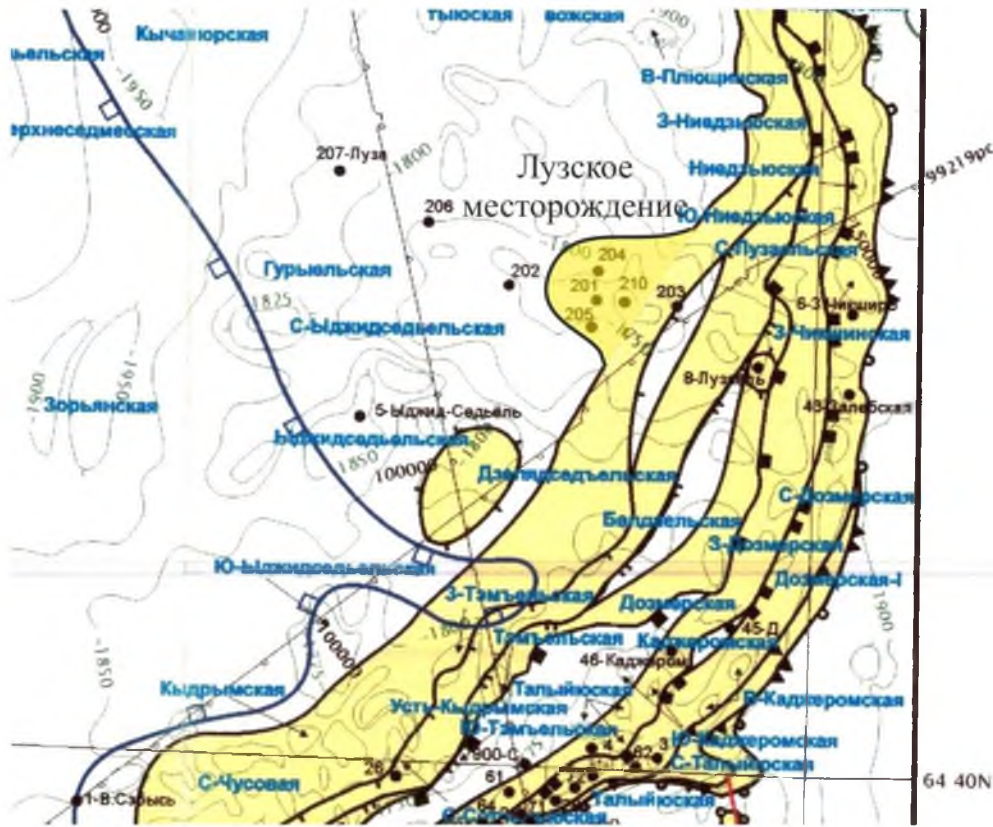
К постройкам типа одиночных рифов отнесены массивы небольших размеров (площадь основания – первые квадратные километры), обычно округлой формы в плане, башневидной в разрезе. Для одиночных рифов характерны те же закономерности в размещении, изменении стратиграфического диапазона, высоты, которые отмечены для атолловидных построек и банок.

Признаками наличия в разрезе мелководношельфовых построек - *биостромов* - являются: развитие биогермных пород среди относительно мелководных фаций одновозрастных отложений, представленных чаще всего более глинистыми нормально наслоенными породами; относительно незначительное превышение над поверхностью одновозрастных осадков, т.е. слабая морфологическая дифференциация.

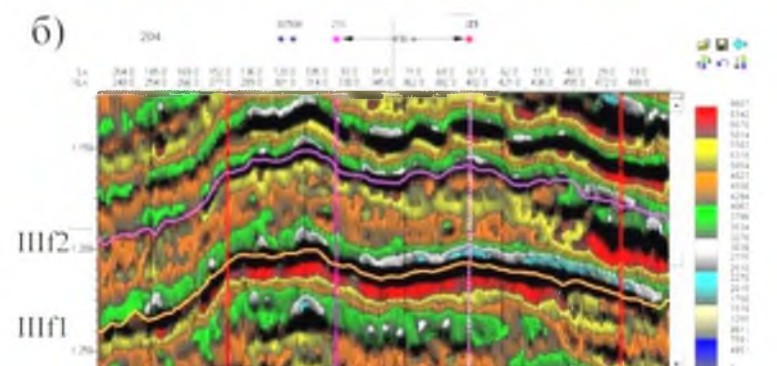
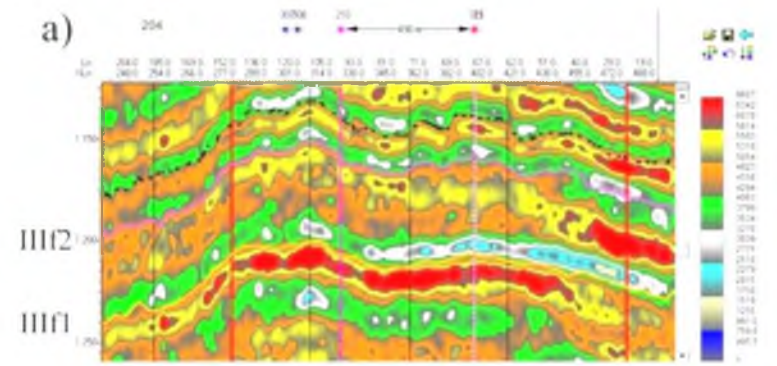
При определенных особенностях развития участков бассейна могут возникать сочетания некоторых типов построек: более поздний барьерный риф может накладываться на банку, одиночный риф, атолловидную постройку, на барьер; биостромы обычно возникают над барьерами и всеми типами других построек. Возможны иные сочетания, но никогда одиночные рифы, карбонатные банки, атолловидные постройки (в нашем их определении) не могут развиваться в зарифовой зоне одновозрастного с ними барьерного рифа. В зарифовой зоне могут формироваться биостромы, но не окруженные депрессионными фациями рифы, банки, атолловидные постройки.

При других классификациях (типизациях) построек некоторые исследователи допускают широкое развитие в зарифовой зоне других, кроме биостромов, построек.

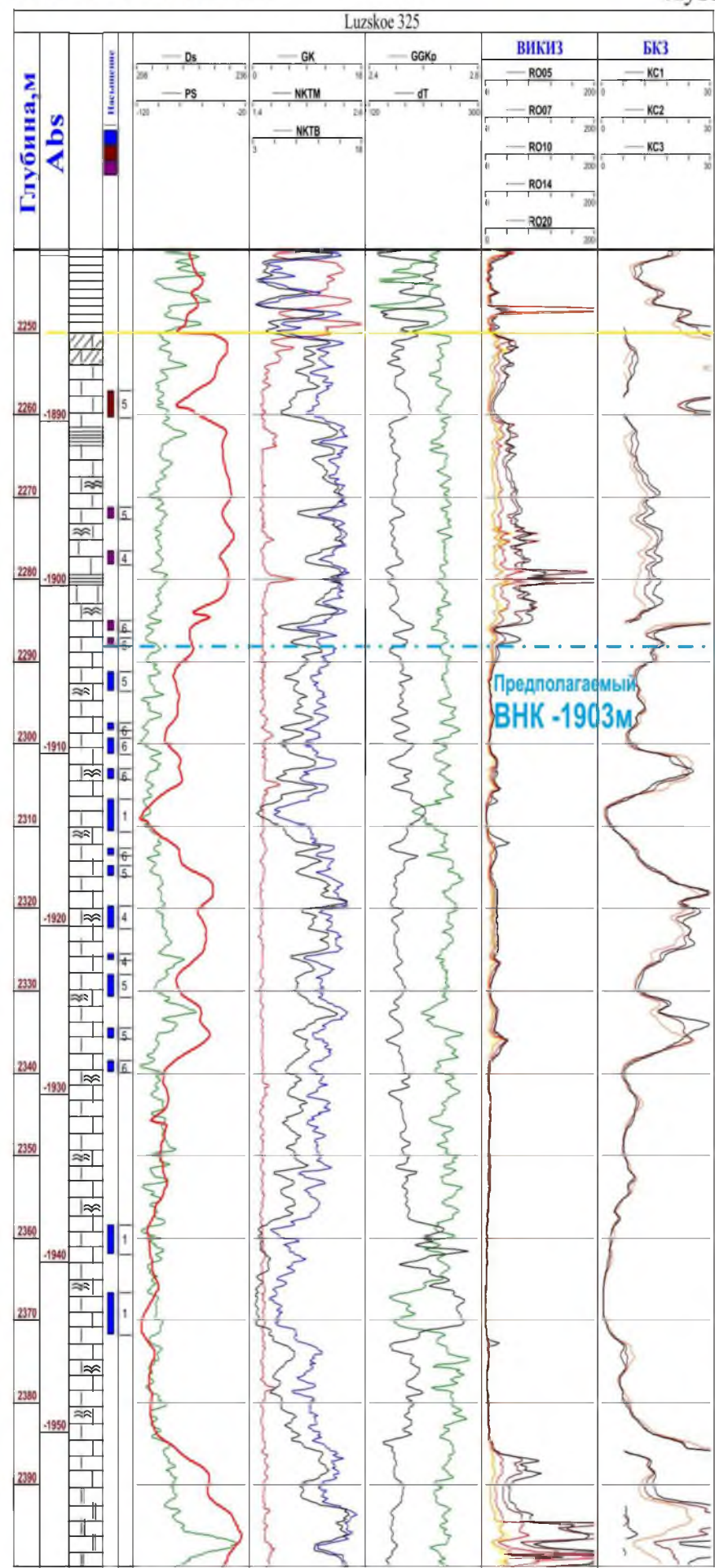
Ведущей организацией, занимающейся изучением ТПП и обладающей несравненной полнотой скважинных материалов, является Тимано-Печорский научно-исследовательский центр (ТП НИЦ, г. Ухта). Здесь до последнего времени аккумулировался керновый и промыслово-геофизический материал, выполнялся на его основе широкий спектр обобщающих исследований, в том числе разрабатывались модели бассейнов седиментации для всех геологических эпох. В различных частях провинции в пермско-каменноугольных отложениях, которые в



Верхнедевонские рифы Лузского месторождения



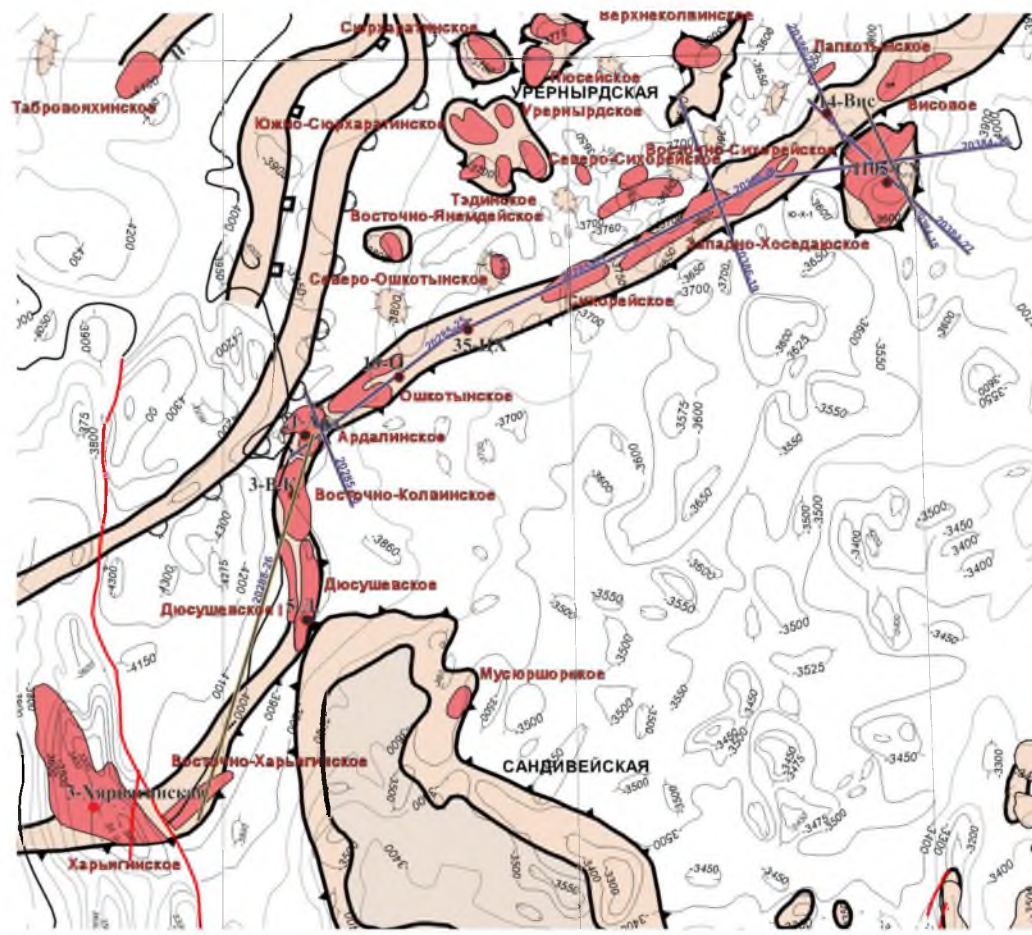
Волновая картина в интервале ОГ IIIf1 и IIIf2 Лузского месторождения



- Условные обозначения
- Глина
  - Известняк
  - Органогенный известняк
  - Насыщение коллектора:
  - нефть+вода
  - вода
  - нефть

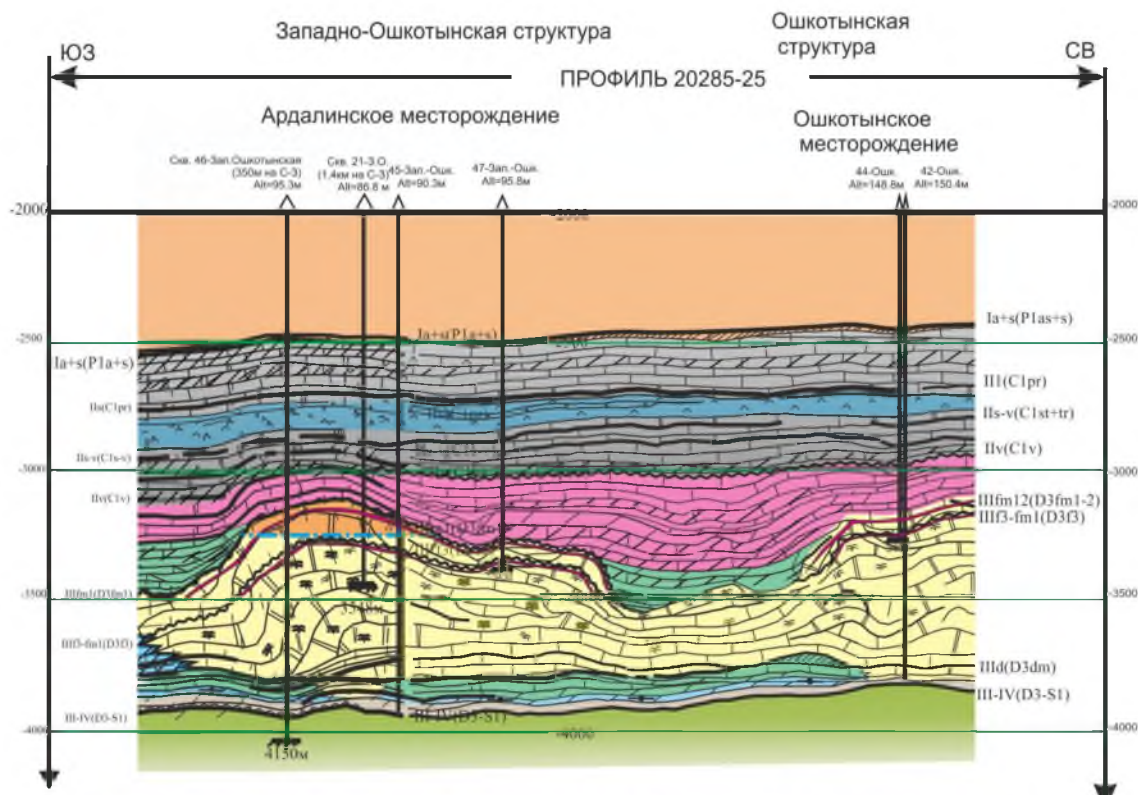
Рисунок 1.3 – Геолого-геофизические характеристики доманикового барьерного рифа на примере Лузской площади



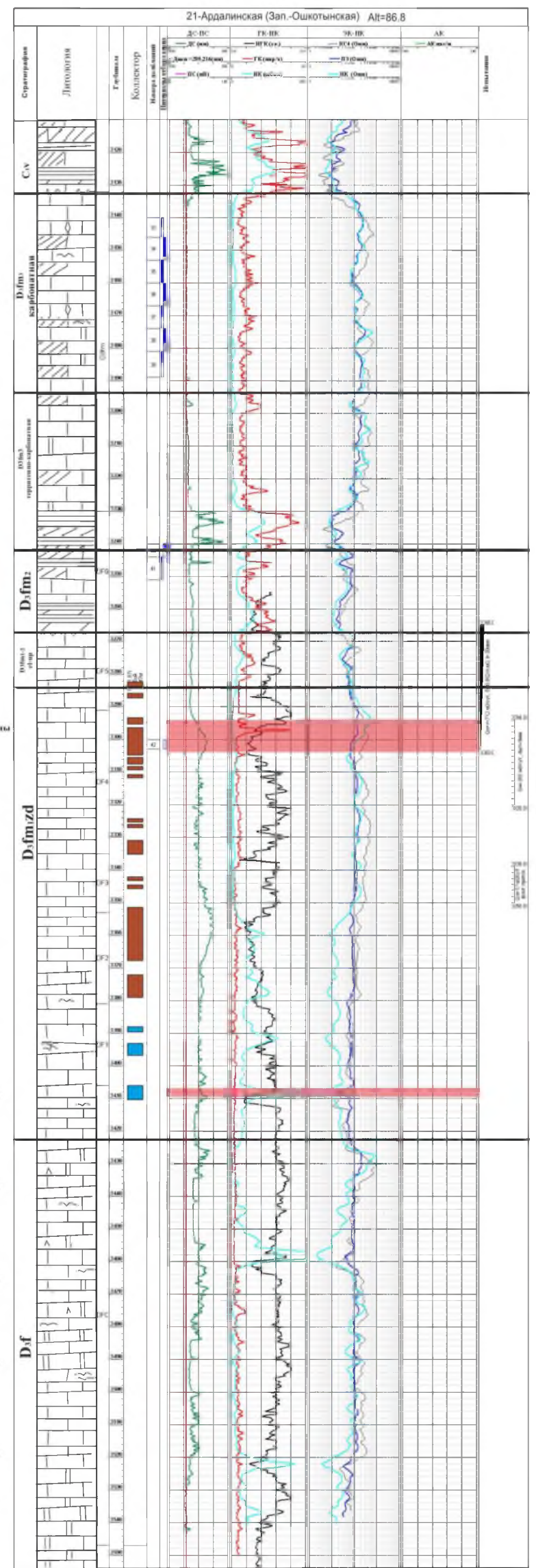


- Условные обозначения:
- линии сейсмических профилей;
  - номер скважины и ее индекс;
  - верхнеманьчжурский барьерный риф;
  - одиночные рифы доманьчжоу-сирочейского возраста;
  - разновозрастные одиночные рифы карбонатные банки и их названия;
  - месторождения углеводородов в отложениях доманьчжоу-турнейского комплекса;
  - средломаньчжурский барьерный риф;
  - разновозрастные атоллвидные постройки;
  - сирочейский барьерный риф;
  - зона смешения улуинско-нижефаменского барьерного рифа;
  - нижеломаньчжурский барьерный риф;
  - скважины, вскрывшие девонские отложения;
  - изогипсы подошвы доманьчжоу горизонта;
  - параметрические скважины и их индекс;

Карта особенностей строения доманик-турнейского карбонатного комплекса Центрально-хорейверского поднятия



Фрагмент сейсмогеологического профиля через Восточно-Хорейверско-Дюсушевско-Центральнохорейверскую рифовую зону

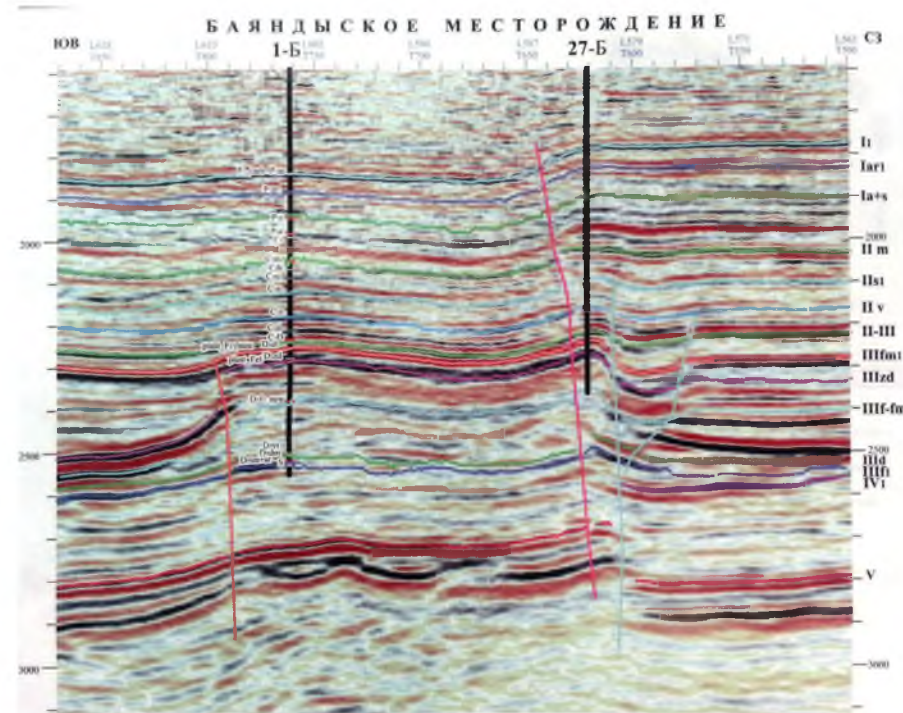
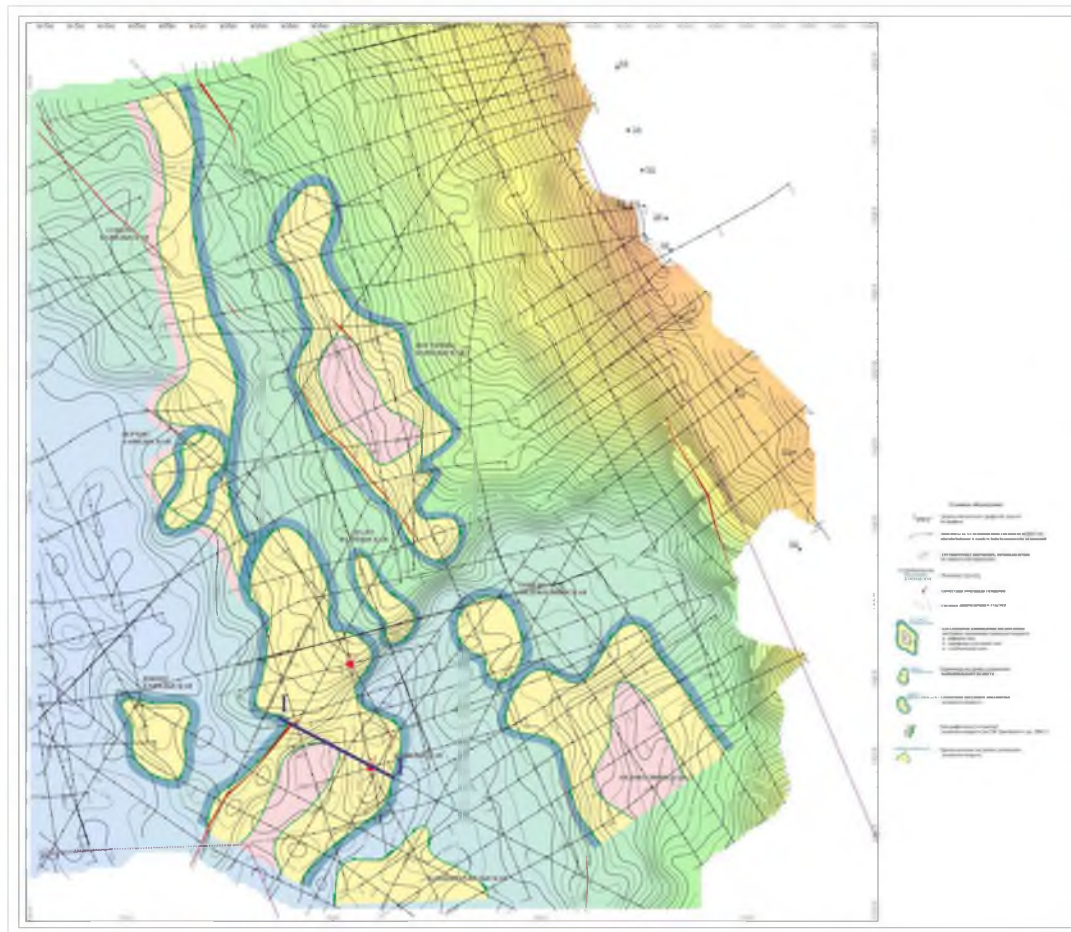


Условные обозначения

- Глина
- Известняк
- Органогенный известняк
- Зона поглощения бурового раствора
- Интервалы опробования пласта
- Насыщение коллектора:
  - нефть+вода
  - вода
  - нефть

Рисунок 1.4 – Геолого-геофизические характеристики франко-фаменского барьерного рифа на примере Хорейверской впадины





Доманиково-задонская атолловидная постройка на фрагменте временного разреза через скважины 1 и 27 Баяндыского месторождения

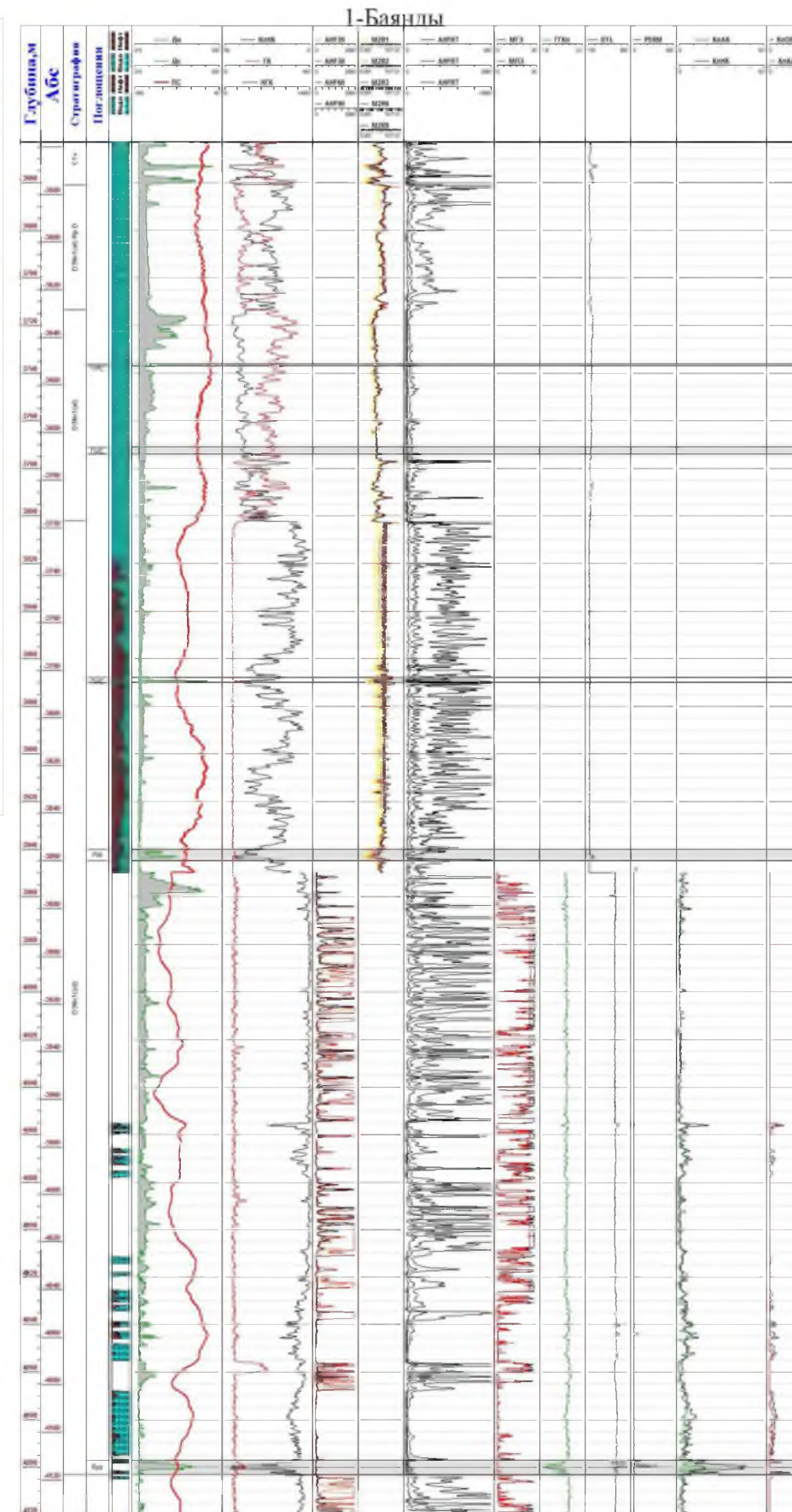
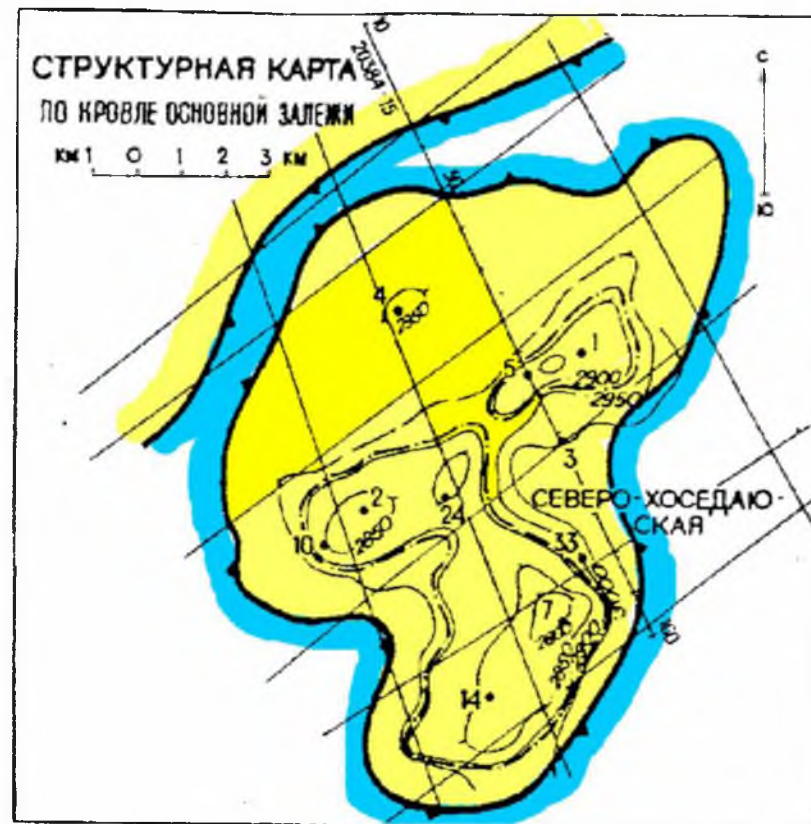


Рисунок 1.5 – Геолого-геофизические характеристики атолловидной постройки на примере Баяндыской площади





Северо-Хоседаюское месторождение

1105-Сев.-Хоседаюская Alt=+165.4 м  
1103-Сев.-Хоседаюская Alt=+146.7 м

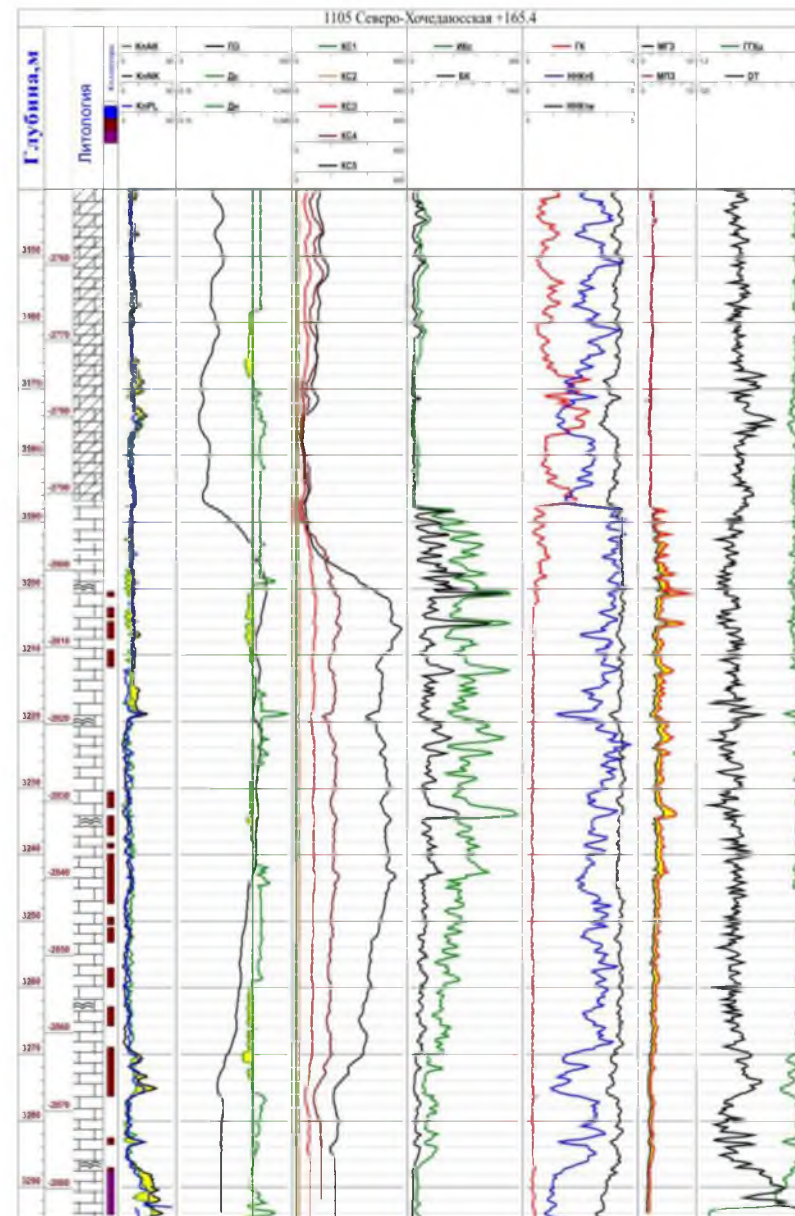
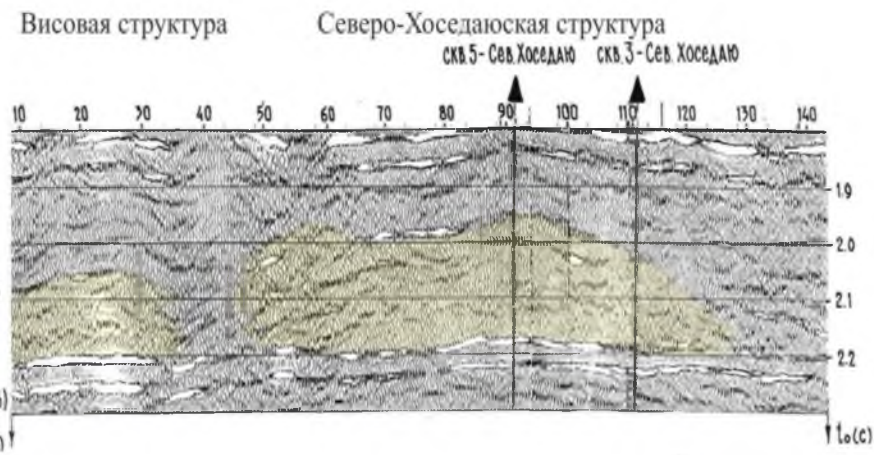
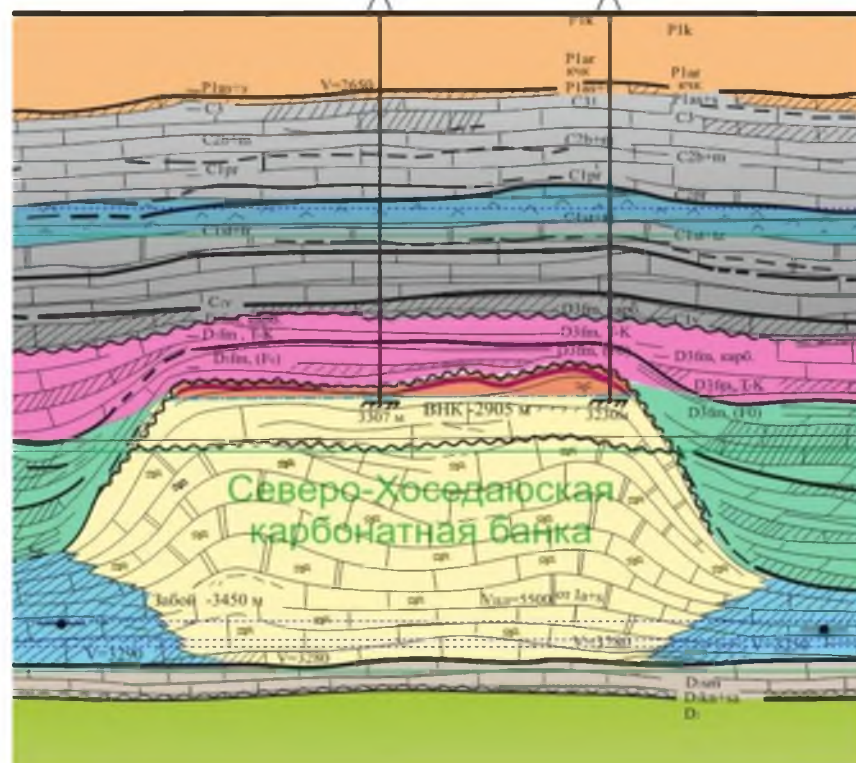


Рисунок 1.6 – Геолого-геофизические доманик-задонской карбонатной банки на примере Северо-Хоседаюского месторождения

той или иной мере можно отнести как связанные с рифами или биогермами, известны месторождения – Южно-Шапкинское, Шапкинское, Лая-Вожское, Южно-Хыльчуйское, Харьягинское, Возейское, Усинское, Салюкинское, Варандейское, Торавейское, Лабоганское, Наульское, Междуреченское, Интинское, Сандивейское и др. Но все месторождения открывались как связанные с антиклинальными структурами.

У истоков изучения пермско-каменноугольных построек стояла Г.А. Иоффе, которая на завершающем этапе изучения считала, что ассельско-сакмарские отложения формировались в разных, одновременно существовавших фациях: лагунной, рифовой и депрессионной.

Н.И.Никонов и соавторы при изучении нижней перми предложили палеогеографическую схему раннепермской эпохи, на которой выделяются зоны: рифообразования, мелководно-шельфовая, сезымской палеовпадины. Указанная схема, в известной мере, повторяет модель Г.А.Иоффе.

Значительный вклад в изучение каменноугольно-пермских отложений внесен А.И. Елисевым, которым детально изучены эти отложения в обнажениях на Урале, Пай-Хое, гряде Чернышева, фациальный состав которых очень разнообразен: шельфовые, рифовые, депрессионные зоны.

На основе внимательного изучения отложений от основания окского надгоризонта визейского яруса до кровли карбонатных отложений нижней перми к интересным выводам пришел А.И. Галкин, установив, что породы в ядрах локальных поднятий, обрамляющих Хорейверскую впадину (Усинское, Возейское, Макарихинское, Салюкинское, Неруюское, Ярейягское, Осовейское и др.) в рассматриваемом интервале разреза «должны быть признаны рифогенными».

При выполнении темы № 8647 (Богданов Б.П. и др., 1985 г.) на территорию Тимано-Печорской провинции была построена карта мощностей серпуховско-нижнеартинской карбонатной формации. Сопоставление этой карты с вынесенными на нее участкам биогермообразования (рифообразования) по данным обнажений, скважин, сейсморазведки показало, что зоны рифов локализируются между изопакитами 400 и 700 м. Эта область была названа террасой биогермообразования среднекаменноугольного-раннепермского возраста и



обрамляла береговую зону и три существовавших в палеобассейне поднятия. В пределах террасы были закартированы десятки рифов и аномалий.

При наличии кернового материала определение фациальной принадлежности карбонатных пород производится по литологическим критериям. В случае отсутствия керна, а в значительном большинстве скважин мы имеем такое положение, необходимо проводить фациальный анализ по данным промыслово-геофизических исследований.

На диаграммах стандартного каротажа интервалы карбонатной постройки имеют характерные черты. К ним относятся: резкая отрицательная аномалия ПС; сужение диаметра скважины за счет 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 [4].

Морфология построек хорошо картируется сейсморазведкой по комплексу признаков, которые были разработаны в процессе выработки методических приемов картирования рифовых построек нижней перми-карбона в ПГО «Печорагеофизика». Использование проанализированных данных бурения и сейсморазведки МОГТ позволило определить критерии визуального выделения и разбраковки аномалий сейсмической записи в карбонатных отложениях перми-карбона севера ТПП (Богданов и др., 1987 г.).

Критерии выделения карбонатных построек на временных разрезах были разработаны и описаны как в многочисленных публикациях отечественной литературы, так и в иностранных публикациях.

На основании рассмотренных критериев только на части Лайского вала однозначно картируются по отражающему горизонту Ia+s десятки построек: Западно-Тонкошорская, Северо-Тонкошорская, Среднетонкошорская, Тонкошорская, Восточно-Тонкошорская, Южно-Тонкошорская, Озерная, Западно-Озерная, Северо-Болванмыльская, Западно-Болванмыльская, Болванмыльская,

Северо-Командиршорская, Западно-Командиршорская, Среднекомандиршорская, Восточно-Командиршорская, Командиршорская, Восточно-Морошкинская, Западно-Морошкинская. Наиболее рельефной из оконтуренных является Западно-Болванмыльская (амплитуда 45 м), самой высокой из гипсометрически приподнятых – неоконтуренная Командиршорская, высота ее может составить 80 м.

На территории МКМ в общем виде по материалам сейсморазведки и бурения выделяется сложноразветвленная система распространения карбонатных построек, включающая 7-8 ветвей как субмеридионального, так и иного простирания. В Печоро-Колвинском авлакогене нижнепермско-каменноугольные постройки очень широко распространены на Колвинском мегавале от Хыльчуйской до Харьягинкой площадей. Они могут объединяться в линейные или изометричные формы, или локализоваться в виде небольших биогермов. В северной части Хорейверской впадины сейсморазведкой МОГТ закартировано множество аномалий волнового поля, которые могут быть связаны с карбонатными постройками типа карбонатных банок. По рисунку волновой картины и структурному плану ОГ Ia такие банки можно предполагать на Синдотинском, Надеждинском, Сюрхаратинско-Тэдинском и других участках. Рифовая природа аномалий подтверждена скважинами 91-Харейсинской, 31-Садаягинской, 1-Северо-Чернореченской, 1-Варкнавской, 63-Сарутаюской, 21-Вангурейяхинской и рядом других. Так, в скв. 91-Харейсинской ассельско-сакмарские отложения представлены 200-метровой толщиной водорослевых криноидно-мшанковых известняков.

Аномалии достаточно четко проявляются в структурном плане ОГ Ia, обуславливая его высокую дифференциацию, а также в картах временных толщин интервала ОГ Ia -ОГ Iv и толщинах артинских отложений. Вместе с тем, значительных скоплений УВ в рифовых объектах Хорейверской впадины до конца 20 века не было выявлено, что объясняется рядом исследователей трехчленным строением резервуара и неблагоприятным соотношением амплитуды замкнутой структурной поверхности ОГ Ia и мощности перекрывающей ее промежуточной толщи.

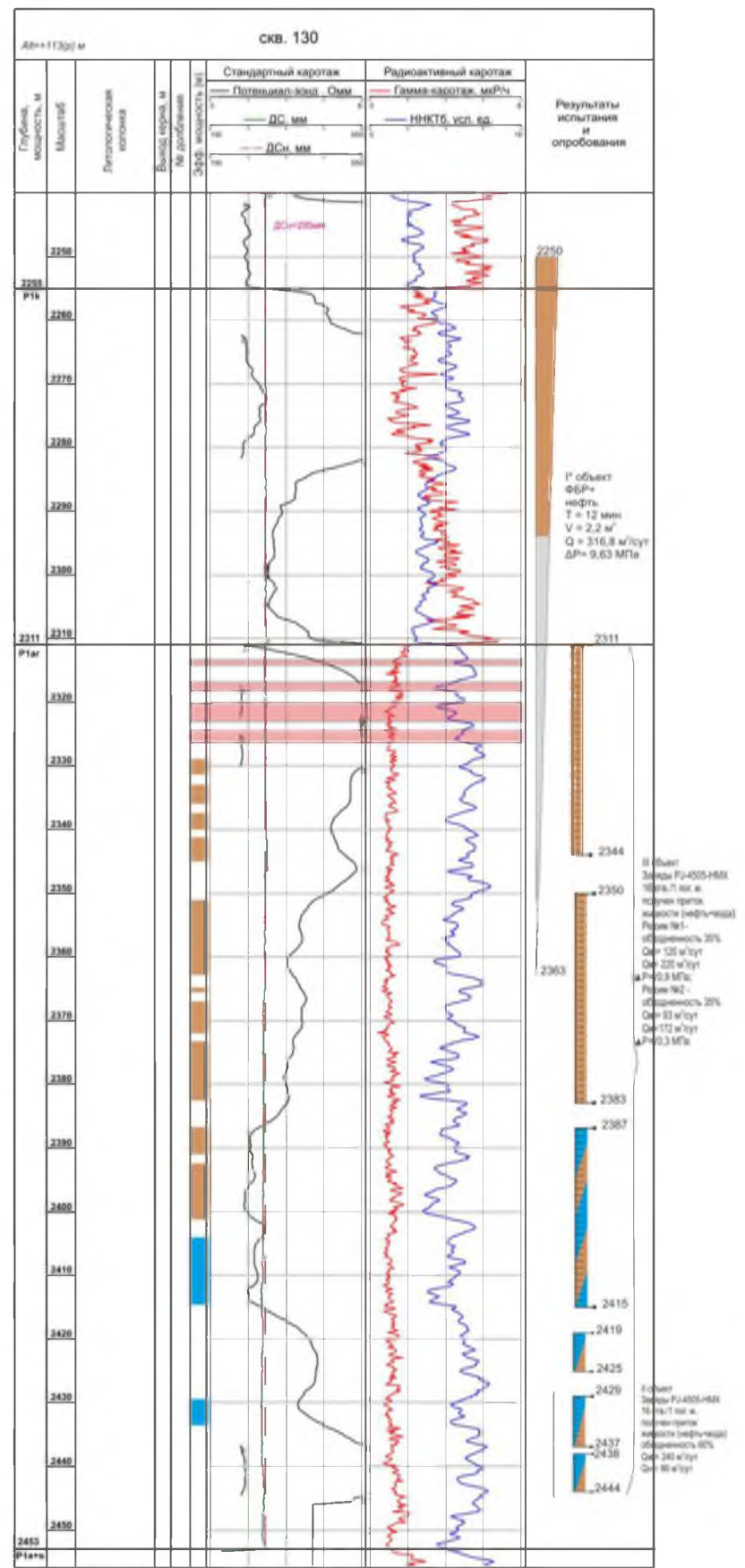
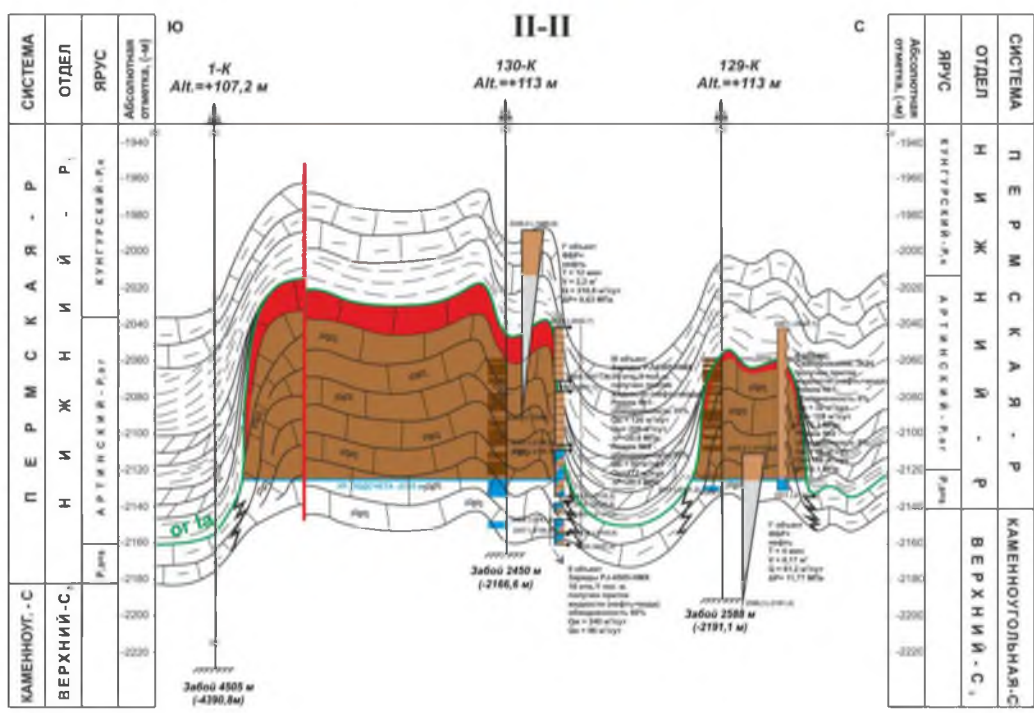
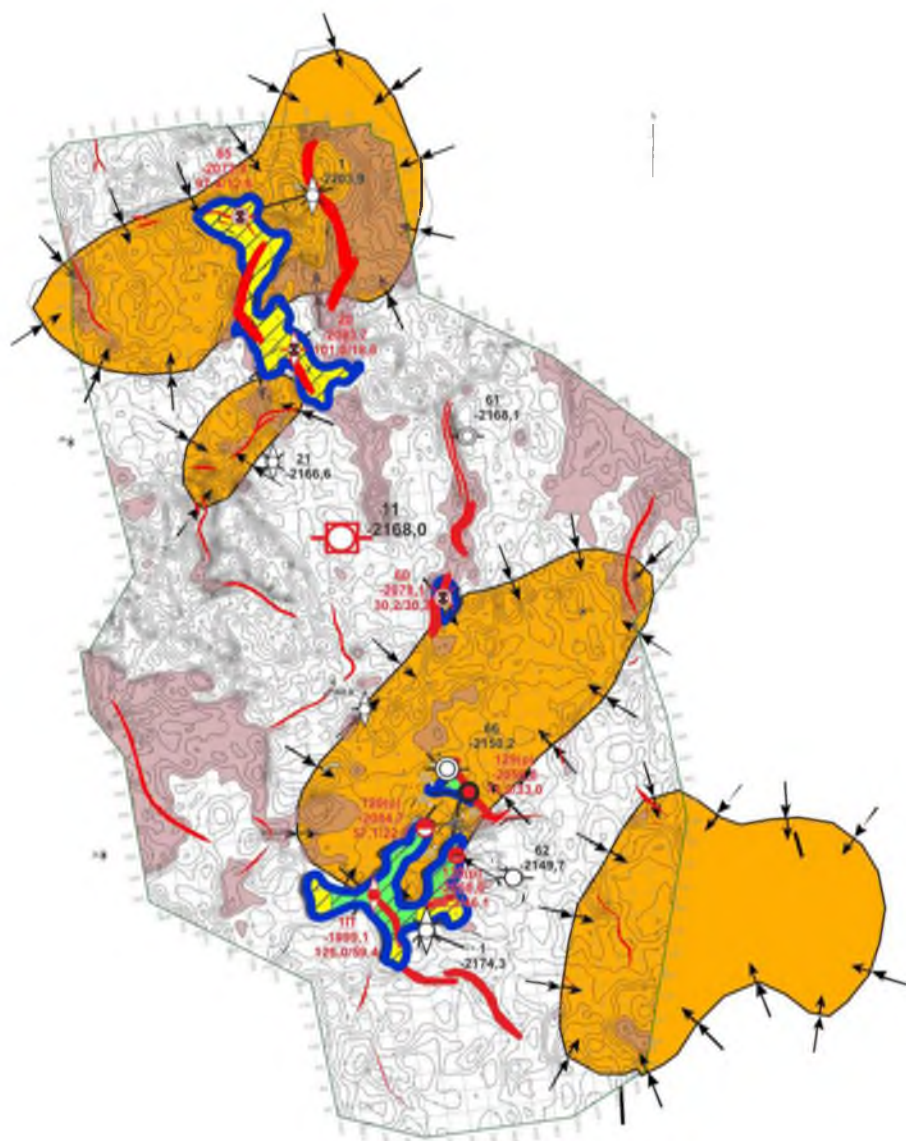
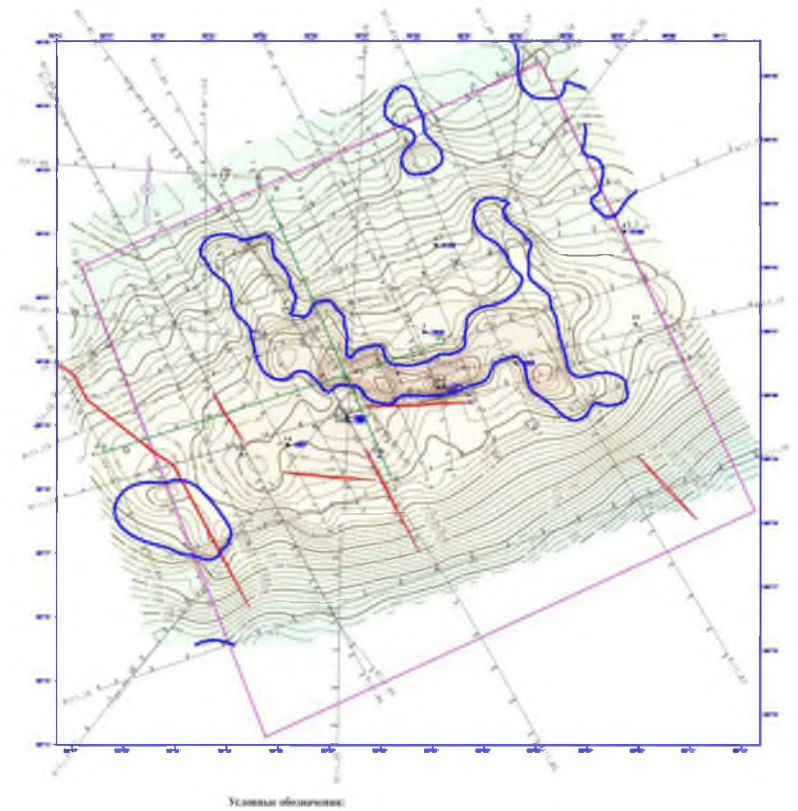


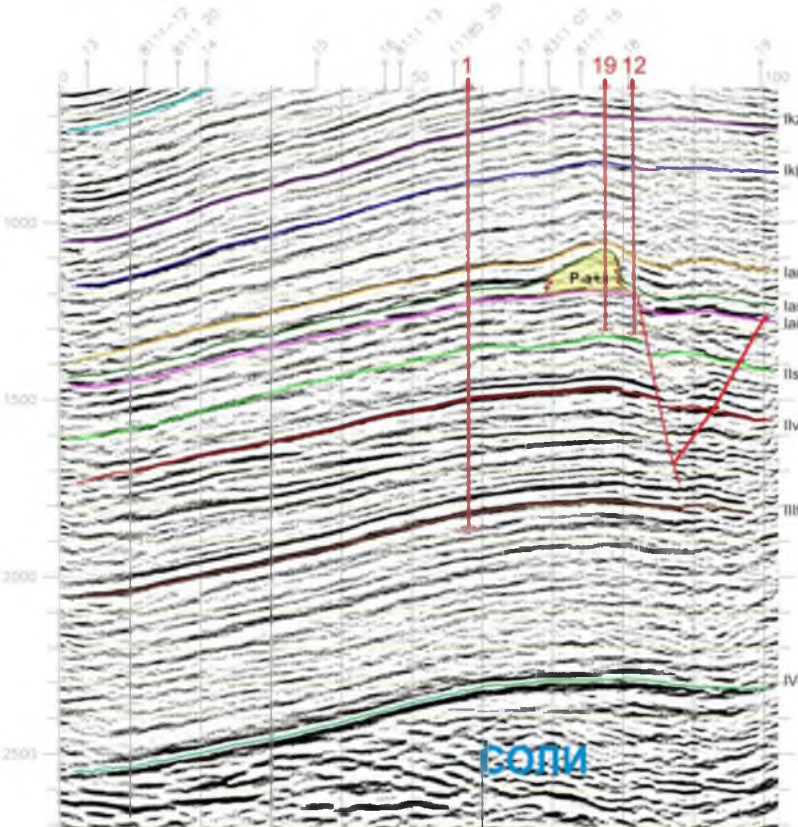
Рисунок 1.7 – Геолого-геофизические особенности строения нижнепермских карбонатных построек на примере Колвинского месторождения





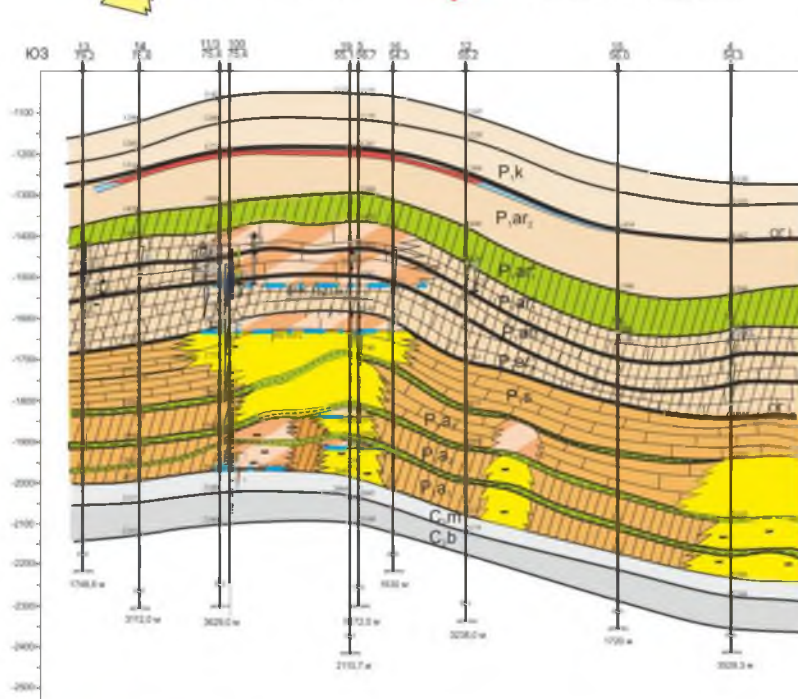
**Условные обозначения:**

- линия обводнения (фронт)
- линия обводнения (линия)
- граница структур
- граница по СД, СВ, СВ
- линия структурно-тектонического разлома
- структурный элемент
- линия разлома (структурно-тектонический разлом)
- скважина
- скважина (линия разлома по СД, СВ)
- тектоническое нарушение
- структурный элемент



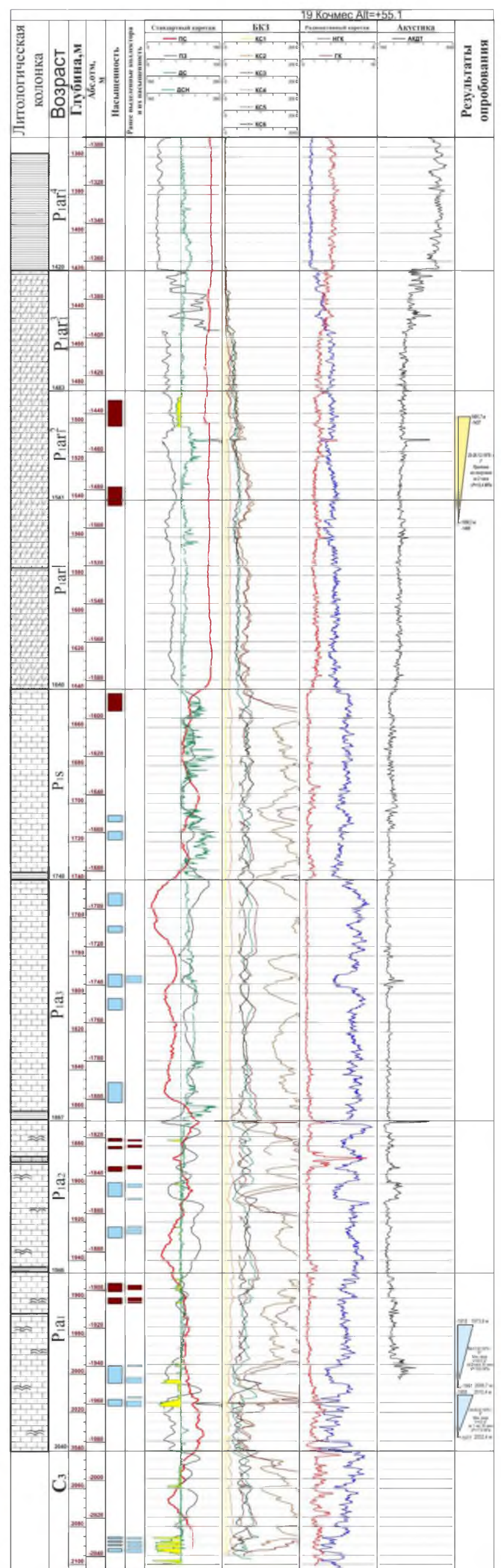
**Условные обозначения:**

- lar(P.ar) - Отражающий горизонт
- P.a+s - Рифовая постройка
- 19 - Скважина
- Тектоническое нарушение



**Условные обозначения:**

- P.a - Стратиграфические ярусы
- Рифовая постройка
- Бассейн с предположительными залежами нефти
- Глинистый
- Глина
- Предположительная зона в тектонически неравномерности коллектора
- Интервалы опробования пласта
- бурилого раствора



**Условные обозначения:**

- Глина
- Известняк
- Органогенный известняк
- Насыщение коллектора:
  - нефть+вода
  - вода
  - нефть

Рисунок 1.8 – Нижнепермские карбонатные постройки на Кочмесском месторождении



В отличие от таких ситуаций на юге рассматриваемой территории на Сандивейской площади биогермные образования нижней перми промышленно нефтеносны. Биогермная природа отложений подтверждена литологией в разрезах скважин, а также волновым полем, наблюдаемым на временных разрезах сейсмических профилей.

В Варандей-Адзвинской структурной зоне биогермные образования верхней части комплекса известны по данным бурения на Варандейском, Торавейском, Лабоганском, Наульском, Междуреченском месторождениях. Характер волнового поля на временных разрезах указывает на развитие биогермов на восточном борту Мореюской депрессии в Верхнеадзвинской впадине.

При общем достаточно хаотичном расположении установленных и предполагаемых карбонатных построек установлена закономерность, которая, в частности, заключается в том, что наиболее северные из построек имеют преимущественно каменноугольный возраст, а южные и юго-восточные – раннепермский. Очень часто пермско-каменноугольные постройки размещаются над верхнедевонскими.

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 краевых рифов на Западо-Тэбукском нефтяном месторождении. Они связываются с наличием древнего карста, сформировавшегося, видимо, во время перерывов в осадконакоплении, когда риф подвергался интенсивному выщелачиванию поверхностными водами. Наиболее интенсивно процессы карстообразования протекали на участке размерами 2500x250÷500 м, протянувшемся вдоль гребня краевого рифа.

Подобные явления наблюдались и на севере вдоль всей Тэбук-Сотчемьюской зоны краевых рифов. Кроме поглощений промывочной жидкости, интенсивность которых изменялась от частичного до полного поглощения, отмечены провалы бурильного инструмента в скважинах: 907 - Верхневаньюская (5 метров) , 896 – Кабантыская, 40 – Западно-Аресская (4,5 метра), 6 – Турышевская (2 метра). Эти явления отмечены как в подошве задонского-ливенского краевого рифа, так и в его

кровле. В скважине 311-Лузская в процессе проходки доманикого рифа произошло резкое увеличение скорости проходки с полной потерей циркуляции.

Поглощения промывочной жидкости наблюдались на Харьягинском месторождении, где обычно они отмечались внутри задонского биострома (скважины № 2,44,48,50,52).

Поглощения промывочной жидкости наблюдались во многих скважинах, которые вскрыли карбонатные постройки Восточно-Хорейверско-Дюсушевской, Центральнорейверской рифовых зон, Северо-Хоседаюской карбонатной банки.

Похожие признаки поглощений промывочной жидкости часто наблюдаются при вскрытии нижнепермско-каменноугольных карбонатных построек. Так, в скважине 100 Кочмес в нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка. Здесь в подошвенной части при бурении с отбором керна в интервале 2013.01-2013.81м произошла полная потеря циркуляции из-за катастрофического поглощения промывочной жидкости дебитом  $9 \text{ м}^3/\text{час}$ .

В результате проведенного анализа была предложена типизация (рис. 1.9) установленных и охарактеризованных зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках в пределах Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнорейверской рифовой зоны, Северо-Хоседаюской карбонатной банки: линейно-вытянутая зона поглощения промывочной жидкости, связанная с барьерными карбонатными постройками, кольцевая, связанная с аттоловидными карбонатными постройками, изометричная зона поглощения промывочной жидкости, связанная с карбонатными банками, округлая, связанная с одиночными карбонатными постройками (рис. 1.10). Зоны поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках, связаны с карстовыми зонами, что подтверждается данными обработки сейсморазведки МОГТ 3Д.

Соколов [104] выделяет четыре основных условия развития карста: наличие растворимых горных пород; способность пород пропускать воду или водопроницаемость; наличие движущейся воды; способность воды растворять породы. При отсутствии любого из них карст развиваться не будет.

	Литологическая характеристика	Вид в плане	Типы зон поглощения промывочной жидкости		
НЕКОМПЕНСИРОВАННЫХ ВПАДИН	Шапковые (блюдчатые)			Линейно-вытянутые	
	Барьерные				
	Альпийские			Кольцевые	
	Бассейн			Иррегулярные	
	Одноречные рефы			Округлые	

Рисунок 1.9 – Пространственная типизация зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках

Карстующиеся горные породы литологически представлены карбонатами (известняки и доломиты с переходами от известняков к доломиту, мел, мраморовидные известняки и доломиты, мраморы), сульфатными породами (гипсы, ангидриты и переходные разности), солями. В зависимости от литологии различают карбонатный, гипсово-ангидритовый, соляной карст. Особенности проявления карста зависят не только от литологии пород, но и от тектонической обстановки их образования. Г.А. Максимович проводит следующую схему классификации карстующихся отложений.

Большая часть пород в той или иной степени трещиновата. По этим трещинам в карстующийся массив проникают воды, а в зоне выветривания и воздух, растворяют породы, образуя те или иные карстовые формы (табл. 1.1).

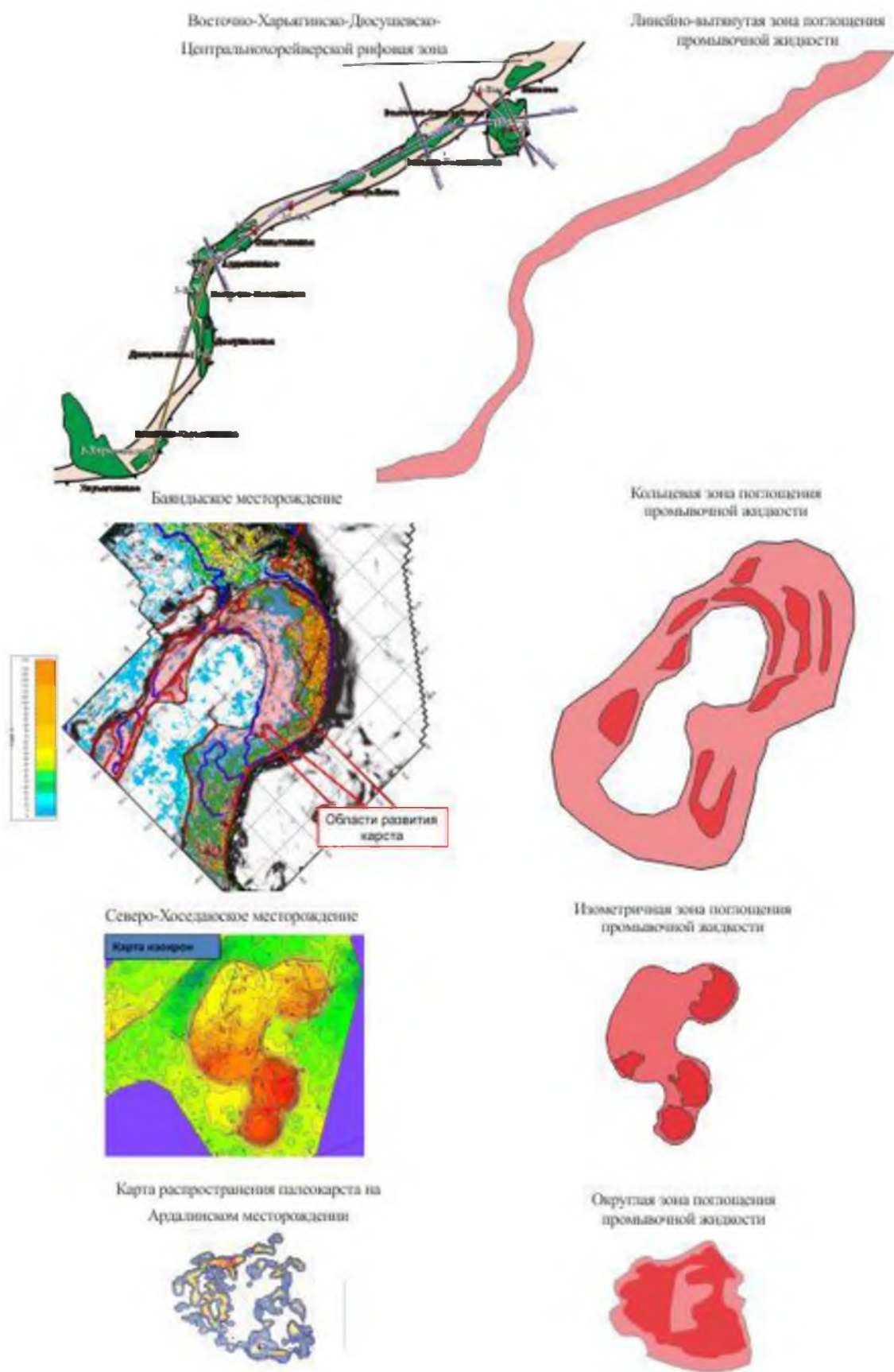


Рисунок 1.10 - Зоны поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках в пределах Восточно-Харьятинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны, Северо-Хоседаюской карбонатной банки



Таблица 1.1 Схема классификации карстующихся отложений

Особенности отложений	Обстановки образования отложений				
	Преимущественно морская и частично лагунная				Современные поверхностные континентальные отложения
	Древние отложения			Современные морские	
Геосинклинальных складчатых зон	Краевых платформ	Покрова платформ			
Мощные толщи, развиты на значительных площадях	Карбонатные, 1-й тип		Карбонатные, 7-й тип		
Толщи меньшей мощности, развиты на значительных площадях	Карбонатные, 2-й тип	Карбонатные, 5-й тип	Карбонатные, 8-й тип		
Толщи небольшой мощности, развитые на ограниченных площадях	Карбонатные, 3-й тип. Гипсы, ангидриты, 1-й тип. Каменная соль, 1-й тип	Гипсы, ангидриты, 2-й тип. Каменная соль, 2-й тип	Карбонатные, 10-й тип. Гипсы, ангидриты, 4-й тип. Каменная соль, 4-й тип		
Локальные образования различной мощности	Карбонатные, 4-й тип (риффы)	Карбонатные, 6-й тип (риффы). Гипсы, ангидриты, 2,3-й типы. Каменная соль, 2,3-й типы.	Карбонатные, 9-й тип (риффы). Гипсы, ангидриты, 5-й тип. Каменная соль, 5-й тип	Карбонатные, 14-й тип	Карбонатные, 11,12-й тип. Гипсы, ангидриты, 6-й тип. Природная сода, 1-й тип

В зоне выветривания существует и противоположный процесс – заполнения и залечивания трещин. Обычно при изучении карста основное внимание уделяется карстовым формам, образование которых обусловлено трещинной водопроницаемостью, тогда как в карбонатных породах не меньшим распространением пользуются пустоты, генетически связанные с наличием в породах пор, которые при дальнейшем развитии расширяется до каверн, образуя широко распространенные среди карбонатных пород пористо-кавернозные зоны (рис. 1.11).

Теоретической основой прогноза зон распространения высокочемких коллекторов служат нижеперечисленные условия (они вытекают из особенностей, присущих именно карбонатным отложениям):

- ранняя литификация (до погружения осадков на большие глубины), вследствие которой фактор гравитационного уплотнения не является решающим;
- первичная седиментационная неоднородность карбонатной толщи, определяющая неравномерное движение флюидов через пласты;

- склонность к трещинообразованию, обеспечивающая возникновение новых путей фильтрации флюидов, сообщаемость пористых интервалов и развитие коллекторов сложного типа;
- повышенная растворимость и селективность ее проявления, за счет воздействия которых формируются карстовые пустоты и каверны различного генезиса;
- изменение растворимости минералов в условиях повышенной температуры и давления;
- скорость движения и химический состав подземных вод, обуславливающие неоднозначную и избирательную растворимость компонентов магния или кальция и способствующие образованию пустот нового вида;
- неодинаковая смена направленности процесса растворения и осаждения минералов под влиянием термодинамических условий.



Рис. 1.11 – Пример развития карстовых пещер

Анализ промыслового-геофизического материала показал, что используемый в настоящее время комплекс промыслового-геофизических методов позволяет довольно уверенно выделять в изучаемом разрезе зоны закарстованных пород. Наиболее эффективными при этом являются стандартный электрический каротаж, нейтронный гамма-каротаж, механический каротаж, ядерномагнитный, акустический каротажи.

Сказанное выше относится к карстовым коллекторам со значительным размером каверн, в котором происходит поглощение бурового раствора и провалы инструмента. С уменьшением величины каверн карстовые коллекторы по своим физическим свойствам, очевидно, будут все более приближаться к

межгранулярным или поровым коллекторам. Соответственно и промыслово-геофизические показатели, видимо, будут приобретать характерные черты порового коллектора [83].

Следует отметить, что в карбонатных коллекторах любого типа в изучаемых толщах карст 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 [27]. Таким образом, можно говорить о карстовом типе карбонатного коллектора и его сочетаниях с другими типами.

Типичные примеры мероприятий, которые принимаются при появлении поглощений промывочной жидкости при бурении, сводятся к следующим – обычно это способы ликвидации поглощений промывочной жидкости, которые заранее возводятся в ранг аварийной ситуации. Борьба с поглощениями промывочной жидкости приводит к ухудшению или даже потере высокопроницаемых и высокочемких интервалов коллекторов, которыми несомненно являются зоны поглощения промывочной жидкости. Поэтому в первую очередь после выявления поглощения промывочной жидкости, необходимо сразу выяснить насыщение этой зоны. Значительную роль в прогнозе зон поглощения промывочной жидкости и их насыщений оказывает знание закономерностей в распространении поглощающих интервалов. Эффективное решение этих задач и является целью данной работы.

## **2 ПРИНЦИПЫ ВЫДЕЛЕНИЯ И МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ**

Изучение зон поглощений промывочной жидкости требует разностороннего подхода широкого круга специалистов: геологов, инженеров по бурению, технологов по промывочным жидкостям, промысловых геофизиков, мастеров по проводке скважин. 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.

Поглощение промывочной жидкости - явление, при котором жидкость, закачиваемая в скважину, частично или полностью поглощается пластом. Обычно это происходит при прохождении пластов с большой пористостью и проницаемостью, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений промывочной жидкости и определяющие направление дальнейших работ, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы — тип поглощающего пласта, его толщина и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, величина пластового давления и характеристика пластового флюида, а также наличие обвалов, нефтегазопроявлений, перетоков пластовых вод и др.

2. Технологические факторы — количество и качество подаваемой в скважину промывочной жидкости, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др. К этой группе также относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

Поглощение буровых растворов является частым осложнением при бурении скважин. Успешность решения этой проблемы при постоянном прогрессе в технике и технологии бурения нефтяных и газовых скважин, вроде бы, возрастает.

Предлагаемые автором результаты исследований позволяют по иному взглянуть на поглощения промывочной жидкости, определить их емкость и насыщение, и дать необходимые рекомендации по освоению или ликвидации зон поглощений промывочной жидкости, используя данные литологических

исследований, промыслово-геофизических исследований, различных модификаций сейсморазведки.

## 2.1 Литолого-петрофизические свойства поглощающих пластов

Прежде всего, необходимо выяснить, что представляют зоны поглощения промывочной жидкости и какие мероприятия предпринимаются в настоящее время при поглощении промывочной жидкости.

Поглощения промывочных жидкостей в скважинах, бурящихся на нефть и газ, происходят в пластах, которые могут быть представлены пористыми, трещиноватыми или кавернозными породами [70, 71].

Наиболее часто промывочная жидкость поглощается в карбонатных породах, которые по характеру, форме и размеру пор отличаются от песчаных пород. Из карбонатных пород наибольшее распространение имеют известняки.

Различаются известняки с первичной или вторичной пористостью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым — все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами [70, 71].

Раковинные, коралловые известняки и мел имеют высокую пористость, но их пустоты не все сообщаются между собой, что снижает их проницаемость. Известняки с вторичной пористостью являются хорошими коллекторами. Различаются известняки мелкопористые, крупнопористые и кавернозные. Трещиноватые известняки также обладают высокой проницаемостью. Проницаемость трещиноватых пород зависит от их трещинной пористости и степени раскрытия трещин [70, 71].

Так, в скважине 100-Кочмес при бурении с отбором керна в интервале 2013.01-2013.81м (пачка Р<sub>1а1</sub>) произошла полная потеря циркуляции из-за катастрофического поглощения промывочной жидкости дебитом 9 м<sup>3</sup>/час. Интервал поглощения сложен известняком серый, слабглинистый, в разной степени глинистый, скрыто-мелкокристаллический, плотный, крепкий трещиноватый, трещины по всем направлениям от 5 мм до микротрещин, кавернозный каверны до 5-6 мм, трещины и каверны заполнены кальцитом белым,

известняком мелоподобным, а также не заполненные или частично заполнены щетками кальцита кристаллического прозрачного. Так же наблюдаются включения известняка мелоподобного размером до 30 мм и известняка темно-серого окремненного скрытокристаллического плотного крепкого прослойками до 50 мм (гл. 2012,33 м). На глубине 2013 м пропласток глинисто детритовой породы углистой, черной, слоистой, слабой, рыхловатой, толщиной до 180 мм. По всей толще изредка наблюдаются остатки фауны, на сколах по всему керну присутствует резкий запах сероводорода, усиливающийся в глинисто детритовой породе.

На интенсивность поглощений влияют также пересекаемые скважинами тектонические нарушения и гидравлические разрывы пластов. Тектонические нарушения разбивают пласты пород на блоки, которые могут быть смещены относительно друг друга на сотни и тысячи метров. В зонах дробления пород в области тектонических нарушений нередко возникают интенсивные поглощения без выхода циркуляции. При гидравлическом разрыве пласта интенсивность поглощения резко возрастает за счет увеличения площади контакта промывочной жидкости с породой по поверхностям трещины [70, 71].

Но не всегда присутствие трещиноватости и кавернозности означает, что пласт будет поглощать промывочную жидкость: в конечном итоге все решают условия, при которых был вскрыт пласт. Данные о строении возможно поглощающего пласта, его толщине и местоположении в разрезе, интенсивности поглощения (водопроявления) могут быть получены гидродинамическими,

В Хорейверской впадине закартирован франско-фаменский барьерный риф, в зоне которого на Центральнорейверском месторождении в поисково-разведочной скважине № 35, пробуренной до глубины 3380 м, при проведении опробования 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 исследований, проведенных ТП НИЦ, породы в зоне поглощения промывочной жидкости характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами: в коллекторах общая пористость меняется в пределах 10-30%, открытая пористость - 2-30 %; проницаемость  $0,9 - 5702,47 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ; объемная плотность вскрытых пород варьирует в пределах 1,89

- 2,63 г/см<sup>3</sup> , среднее значение 2,39 г/см<sup>3</sup>; 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%, среднее значение 0,1%; 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-серый, до белого, мелкокристаллический, не крепкий, органогенно-детритовый, кавернозный, участками слаботрещиноватый, и вторичным доломитом, присутствуют выпоты нефти по порам. Породы характеризуются как преимущественно гидрофобные.

## 2.2 Гидродинамическая характеристика поглощающего пласта

Явление поглощения связано с вскрытием проницаемых пластов при бурении скважины 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, возникающего в скважине в процессе ее проводки.

Поглощения начинаются при условии, когда вскрытые пласты обладают достаточно высокой гидропроводностью и перепад давления между скважиной и поглощающим пластом выше определенного его значения, называемого критическим. Превышение давления сверх критического затрачивается на преодоление гидравлических сопротивлений движению жидкости внутри зоны поглощения.

А.Х. Мирзаджанзаде [89] предложил теоретическую схему явления поглощения промывочной жидкости. Им получена формула для определения глубины проникновения вязкопластичной жидкости в пористую среду:

$$l = \Delta p * k^{0.5} / (d * \tau_0), \quad (2.1)$$

где  $\Delta p$  — перепад давления;  $k$  — проницаемость;  $d$  — постоянный коэффициент, равный  $(168-180) * 10^{-4}$ ;  $\tau_0$  — предельное напряжение сдвига промывочной жидкости,  $l$  — глубина проникновения.

Оценка гидродинамических характеристик поглощающих пластов в соответствии с существующими модельными представлениями требует информации о кривых восстановления давления, т. е.  $Q = f(\Delta p)$ . Однако в процессе

бурения имеются большие трудности непрерывного контроля изменения интенсивности поглощения (получение кривых  $Q = f(\Delta p)$  требует специальных исследований).

Большой интерес для практики представляют методы определения гидродинамических характеристик поглощающих пластов, основанные на непрерывном измерении разности расходов на входе и выходе циркуляционной системы. В этом случае может быть достигнута большая оперативность и в сочетании с дополнительными сведениями о поглощающем пласте (глубина залегания поглощающего пласта, его толщина и др.), для информации о гидродинамических свойствах поглощающего пласта.

### **2.3 Определение потенциальных зон поглощения промывочной жидкости**

Основным признаком вскрытия зоны поглощения промывочной жидкости является снижение столба промывочной жидкости в стволе скважины, которым сопутствуют увеличение скорости проходки, провалы бурового инструмента, падение давления в скважинах.

На основе анализа поглощений промывочной жидкости в нижнепермских отложениях Кочмесской площади, в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны, в некоторых скважинах Ижма-Печорской и Денисовской впадин, и изучения геофизических характеристик в интервалах их проявления нами установлены следующие критерии выделения интервалов поглощения в рифах по материалам комплекса ГИС (рис. 2.1):

1.1. Резкое падение температуры на кривой термометрии напротив зон поглощения за счет проникновения в пласты охлажденной промывочной жидкости;

1.2. На кривой ГК нет выраженных положительных аномалий – кривая ведет себя как в неглинистом пласте;

1.3. Очень низкие показания на кривых всех методов нейтронного каротажа (ННКт, НК, ННКнт) за счет увеличения вторичной пористости, в том числе открытых каверн;

1.4. 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;



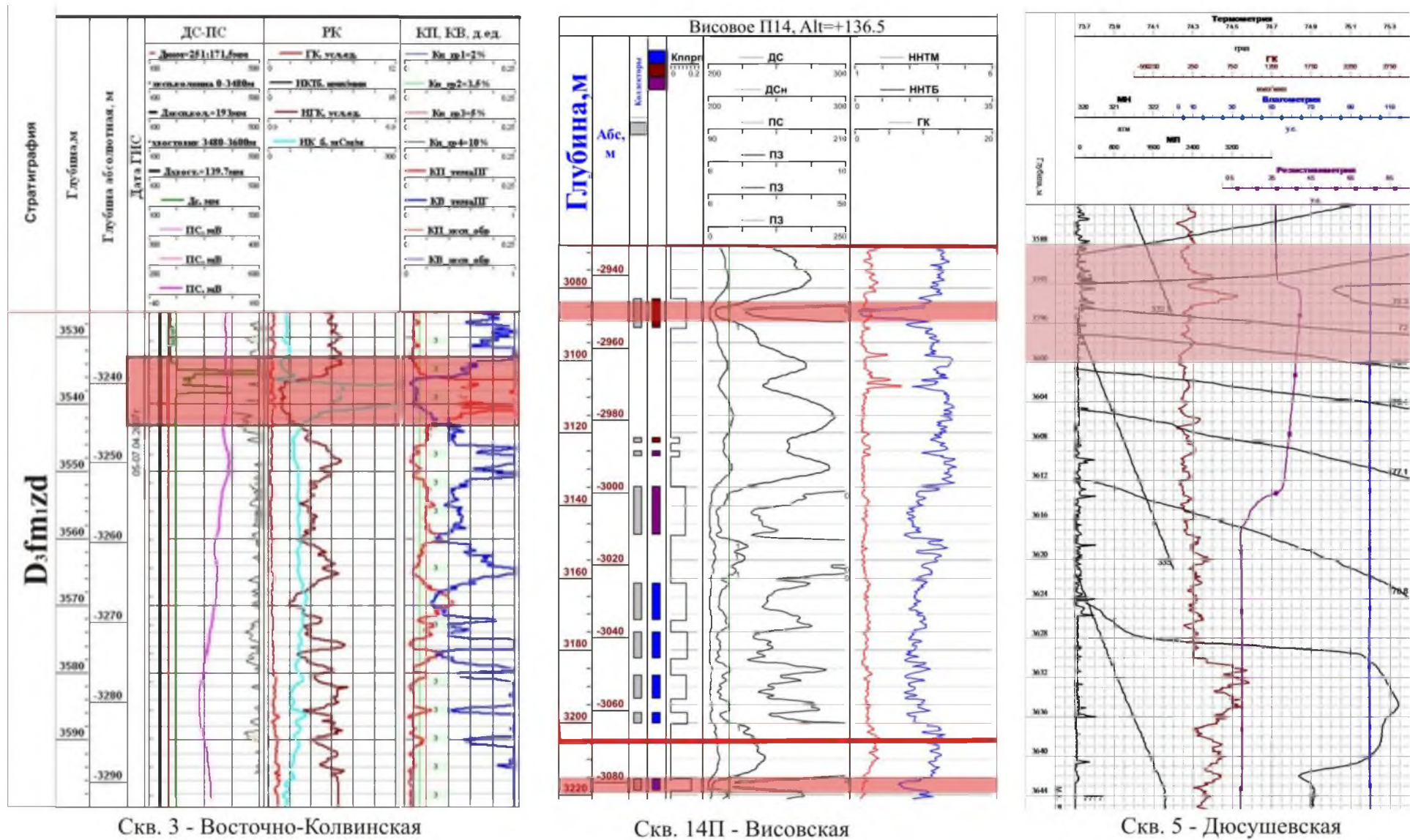


Рисунок 2.1 – Признаки выделения зон поглощения промывочной жидкости на материалах ГИС

1.5. Относительно низкие для карбонатных пород показания кажущихся сопротивлений за счет проникновения в пласт низкоомной промывочной жидкости.

На основе комплекса методов гамма- и нейтронного каротажей, проанализированных по скважинам 3 Восточно-Колвинская, 5 Дюсушевская, 19 Ошкотынская, 21 Ардалинская, П103 Северо-Хоседаюсская, 35 Центрально-хорейверская, 14П Висовая, 100 Кочмесская (табл. 2.1), разработан способ определения потенциальных зон поглощения промывочной жидкости, проиллюстрированный графиком (рис 2.2). На графике представлены в условных единицах относительные амплитуды интенсивности излучений по оси X –  $\Delta J_\gamma$  по гамма-каротажу, по оси Y –  $\Delta J_{n\gamma}$  по нейтронному каротажу. На каротажной диаграмме выделяются два опорных пласта, чистых глин ( $I_{\gamma_{оп2}}$ ,  $In_{\gamma_{оп2}}$ ) и плотных известняков ( $I_{\gamma_{оп1}}$ ,  $In_{\gamma_{оп1}}$ ), разность показаний в которых дает величину опорной амплитуды (2.2-2.3).

$$\Delta I_{\gamma_{оп}} = I_{\gamma_{оп2}} - I_{\gamma_{оп1}} \quad (2.2)$$

$$\Delta In_{\gamma_{оп}} = In_{\gamma_{оп1}} - In_{\gamma_{оп2}} \quad (2.3)$$

В любом интерпретируемом пласте, интенсивность которого по гамма-каротажу  $I_\gamma$  и по нейтронному каротажу  $In_\gamma$ , также вычисляется амплитуда  $\Delta I_\gamma$  и  $\Delta In_\gamma$  (2.4-2.5).

$$\Delta I_\gamma = I_\gamma - I_{\gamma_{оп1}} \quad (2.4)$$

$$\Delta In_\gamma = In_\gamma - In_{\gamma_{оп2}} \quad (2.5)$$

Далее вычисляется относительная амплитуда интенсивности излучения по гамма- и нейтронному каротажам (2.6-2.7).

$$\Delta J_\gamma = \Delta I_\gamma / \Delta I_{\gamma_{оп}} \quad (2.6)$$

$$\Delta J_{n\gamma} = \Delta In_\gamma / \Delta In_{\gamma_{оп}} \quad (2.7)$$

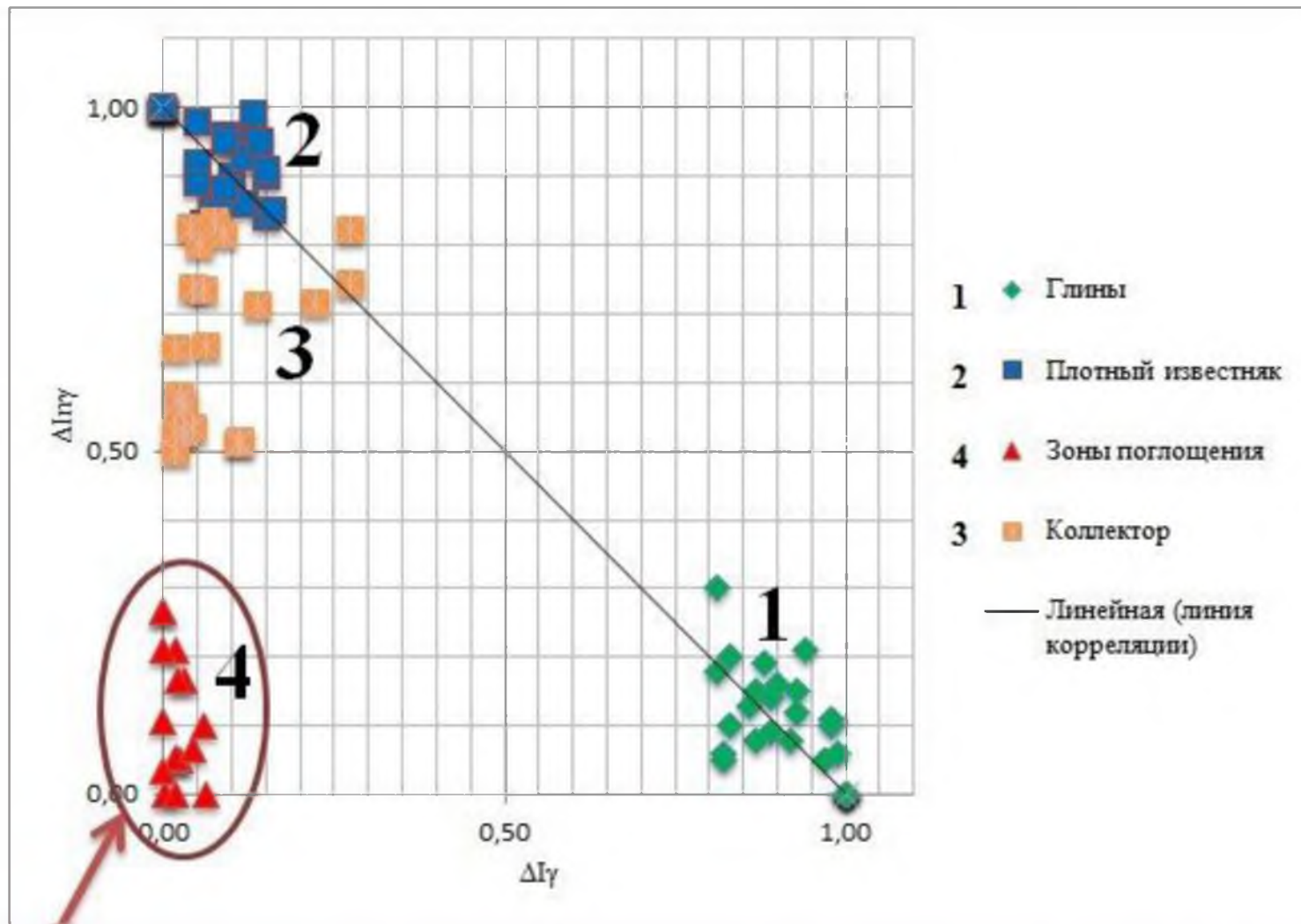
Величины относительных амплитуд интенсивности излучения  $\Delta J_\gamma$  и  $\Delta J_{n\gamma}$  свободны от линейного масштаба регистрации (мультипликативная погрешность).

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 четвертая зона с аномальными параметрами (в сторону

Таблица 2.1 – Анализ данных ГИС по комплексу методов ГК и НК

№ скв	$\Delta\gamma$ , у.е.	$\Delta\gamma_{\text{п}}$ , у.е.	Характеристика интервала	№ скв	$\Delta\gamma$ , у.е.	$\Delta\gamma_{\text{п}}$ , у.е.	Характеристика интервала
3 В. Колвинская	0,03	0,17	Поглощение	21 Ардалинская	0,02	0,50	Коллектор
3 В. Колвинская	0,02	0,17	Поглощение	100 Кочм.	0,04	0,83	Коллектор
5 Дюсушевская	0,00	0,00	Поглощение	100 Кочм.	0,03	0,57	Коллектор
5 Дюсушевская	0,02	0,05	Поглощение	100 Кочм.	0,06	0,65	Коллектор
35 ЦХ	0,02	0,05	Поглощение	3 В. Колвинская	0,05	0,98	Плот. извест.
35 ЦХ	0,06	0,00	Поглощение	3 В. Колвинская	0,1	0,95	Плот. извест.
19 Ошкотынская	0,02	0,21	Поглощение	5 Дюсушевская	0,06	0,83	Плот. извест.
19 Ошкотынская	0,00	0,21	Поглощение	5 Дюсушевская	0,07	0,85	Плот. извест.
19 Ошкотынская	0,00	0,11	Поглощение	35 ЦХ	0,05	0,92	Плот. извест.
19 Ошкотынская	0,02	0,05	Поглощение	35 ЦХ	0,12	0,93	Плот. извест.
14П Висовая	0,04	0,07	Поглощение	19 Ошкотынская	0,09	0,96	Плот. извест.
14П Висовая	0,06	0,10	Поглощение	19 Ошкотынская	0,08	0,87	Плот. извест.
14П Висовая	0,00	0,27	Поглощение	14П Висовая	0,09	0,95	Плот. извест.
14П Висовая	0,00	0,27	Поглощение	14П Висовая	0,12	0,86	Плот. извест.
21 Ардалинская	0,02	0,00	Поглощение	21 Ардалинская	0,13	0,99	Плот. извест.
100 Кочм.	0,00	0,04	Поглощение	21 Ардалинская	0,15	0,91	Плот. извест.
3 В. Колвинская	0,03	0,58	Коллектор	100 Кочм.	0,09	0,88	Плот. извест.
3 В. Колвинская	0,04	0,74	Коллектор	100 Кочм.	0,15	0,84	Плот. извест.
3 В. Колвинская	0,03	0,53	Коллектор	3 В. Колвинская	0,98	0,1	Глины
5 Дюсушевская	0,02	0,57	Коллектор	3 В. Колвинская	0,97	0,05	Глины
5 Дюсушевская	0,22	0,71	Коллектор	5 Дюсушевская	0,83	0,2	Глины
5 Дюсушевская	0,11	0,51	Коллектор	5 Дюсушевская	0,81	0,3	Глины
35 ЦХ	0,27	0,82	Коллектор	35 ЦХ	0,93	0,15	Глины
35 ЦХ	0,27	0,74	Коллектор	35 ЦХ	0,94	0,21	Глины
35 ЦХ	0,11	0,51	Коллектор	19 Ошкотынская	0,82	0,05	Глины
19 Ошкотынская	0,14	0,71	Коллектор	19 Ошкотынская	0,87	0,08	Глины
19 Ошкотынская	0,09	0,82	Коллектор	14П Висовая	0,86	0,13	Глины
19 Ошкотынская	0,02	0,53	Коллектор	14П Висовая	0,87	0,15	Глины
14П Висовая	0,07	0,83	Коллектор	21 Ардалинская	0,92	0,08	Глины
14П Висовая	0,06	0,73	Коллектор	21 Ардалинская	0,81	0,18	Глины
14П Висовая	0,04	0,53	Коллектор	100 Кочм.	0,89	0,09	Глины
21 Ардалинская	0,05	0,80	Коллектор	100 Кочм.	0,83	0,1	Глины
21 Ардалинская	0,02	0,65	Коллектор				



Область потенциальной зоны поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках

Рисунок 2.2 – Определение потенциальных зон поглощения промывочной жидкости по комплексу методов ГИС



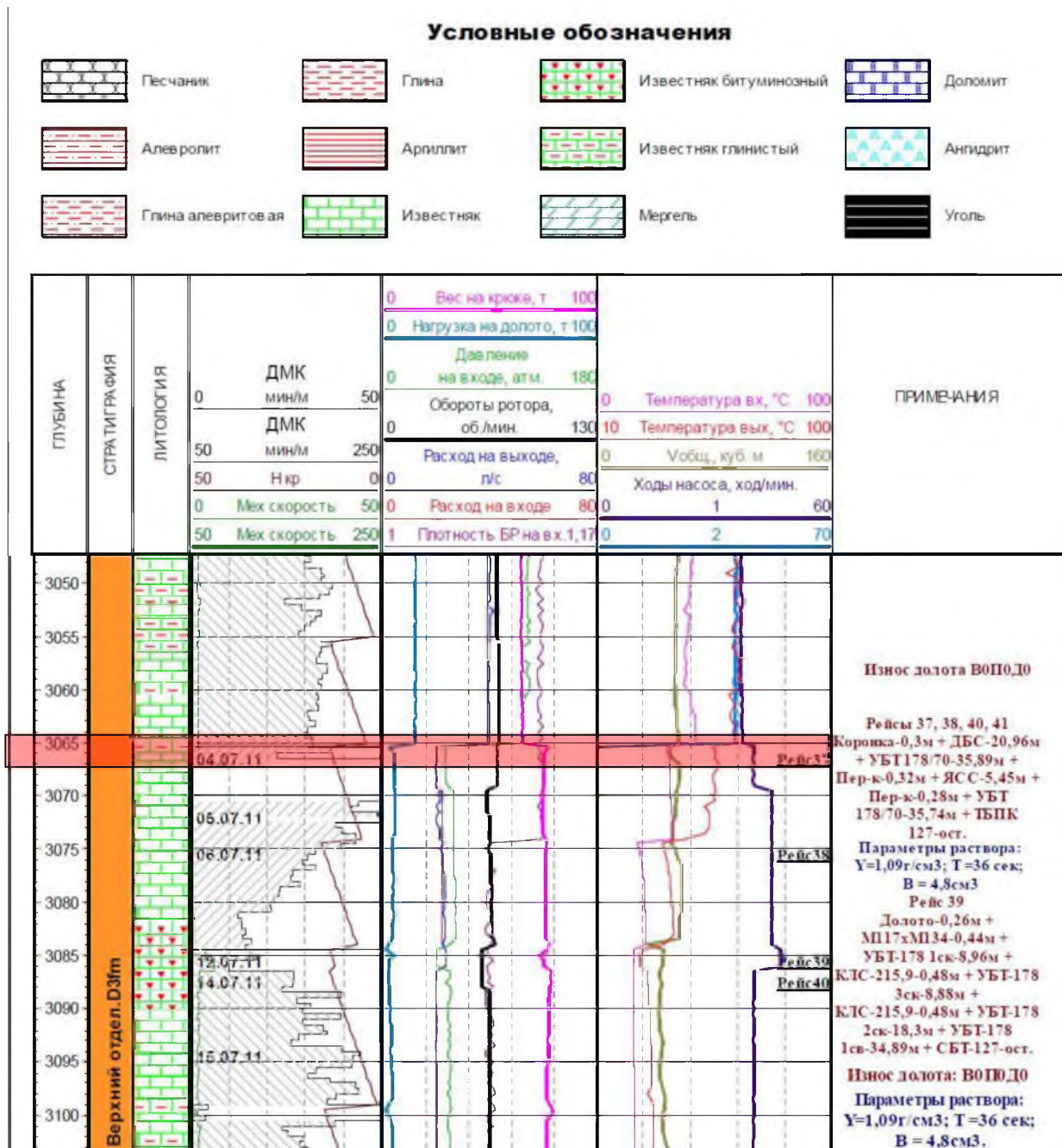


Рисунок 2.3 – Геолого-технологические исследования в скважине 14П Висовая уменьшения относительных амплитуд интенсивности излучений  $\Delta J\gamma$  и  $\Delta Jn\gamma$ ), которая характеризует интервалы поглощения промывочной жидкости, связанных с карстом. Эту область условно можно выделять по относительным амплитудам интенсивности излучений  $\Delta J\gamma < 0.15$  и  $\Delta Jn\gamma < 0.4$ . Интервалы поглощения промывочной жидкости при бурении выделялись по прямым признакам (рис. 2.3).

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

## 2.4 Методы изучения поглощающих горизонтов

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 отбора керна или шлама (рис. 2.4) [33, 70].

Основные цели гидродинамических исследований — получение индикаторной диаграммы поглощающего пласта, которая позволяет определить коэффициент приемистости поглощающего пласта, оценить размеры поглощающих каналов. Гидродинамические исследования поглощающих пластов проводятся при установившихся и неуставившихся режимах фильтраций жидкости.

### 2.4.1 Методы исследования при установившихся режимах течения жидкости

*Метод установившихся закачек.* Жидкость с заданным минимальным расходом закачивается в скважину до установления определенного уровня. Фиксируются значение расхода и положение уровня, затем меняется расход, и жидкость закачивается до установления нового положения уровня. Меняя режимы закачки жидкости, получают соответствующие им значения уровней (перепадов давления), по которым строится индикаторная линия.

*Метод установившихся нагнетаний.* Устье скважины герметизируется, и в нее закачивается жидкость с постоянным расходом до установления определенного давления. Режим считается установившимся, если давление и расход остаются постоянными в течение 10 — 15 мин. Затем изменяют расход и добиваются постоянства нового значения давления.

*Метод установившихся отборов.* Устье скважины герметизируется и определяется давление, под действием которого жидкость переливается из скважины. Затем жидкость отбирают из скважины при различных установившихся давлениях. Полученные значения установившихся давлений и соответствующие им значения расходов жидкости используются для построения индикаторной линии. По полученной индикаторной кривой определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.



Рисунок 2.4 – Классификация методов изучения поглощающих пластов (по В.И. Крылову) [70, 71]

*Исследование поглощающих пластов с помощью пакера и установленного под ним манометра проводят в скважинах, в которых будет осуществляться переход с бурения с промывкой забоя водой на промывку буровым раствором, перед цементированием обсадных колонн с большой высотой подъема цементного раствора, а также во всех случаях перед проведением изоляционных работ с помощью пакера. При наличии каверн или низкой механической прочности горных пород в этом интервале пакер устанавливают в вышележащих устойчивых породах. В скважинах, где возможен недоподъем цементного раствора за обсадной колонной из-за поглощения его в процессе цементирования, необходимо перед спуском обсадной колонны произвести исследование всех поглощающих пластов с помощью пакера на давление, которое ожидается на эти пласты при цементировании. По результатам исследования определяется необходимость проведения изоляционных работ перед спуском обсадной колонны.*

#### **2.4.2 Методы исследования при неустановившихся режимах течения жидкости**

*Прослеживание за снижением уровня (давления) жидкости в скважине. Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается и замеряется время падения уровня через каждые 5 или 10 м. Измерения продолжают до наступления равновесия в скважине, т.е. до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет статического положения.*

*Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения.* «Мгновенное» снижение уровня в скважине достигается за счет спуска в скважину бурильных труб с заглушкой-диафрагмой и последующего ее разрушения, после которого жидкость из затрубного пространства устремляется в бурильные трубы. Восстановление давления за счет притока жидкости из поглощающего горизонта регистрируется путем прослеживания за подъемом уровня в бурильных трубах с помощью уровнемера или записи кривой изменения давления с помощью глубинного манометра. Этот метод исследования имеет большие погрешности.

*Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после «мгновенного» его снижения при герметизированном устье.* Этот метод осуществляется аналогично предыдущему с той разницей, что для предотвращения перелива жидкости устье скважины герметизируется превентором или пакерующим устройством. Поскольку повышение уровня жидкости в трубах может быть прослежено только до устья, то начальный участок индикаторной линии получают путем экстраполяции. Этому методу присущи недостатки предыдущего метода.

Наибольшее распространение при исследовании поглощающих пластов получили: метод прослеживания за изменением уровня (давления) в скважине, метод установившихся нагнетаний и метод установившихся отборов. На практике скважину герметизируют и происходит наблюдение за уровнем в скважине.

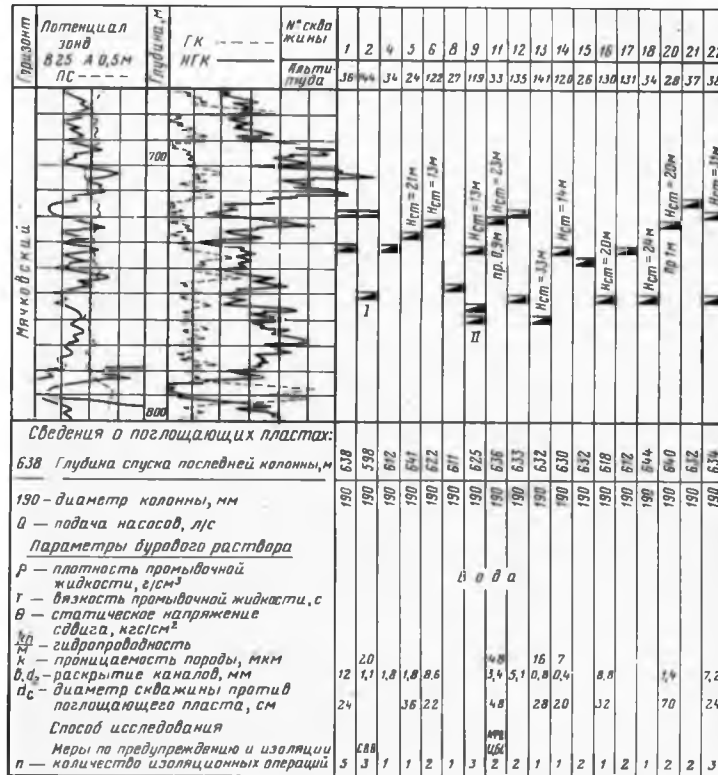
#### **2.4.3 Геофизические методы исследования для изучения поглощающих пластов**

К промыслово-геофизическим методам при изучении поглощений относятся замеры электроуровнемером, резистивиметром, каверномером, а также микрокаротаж, электрический каротаж, радиоактивный и акустический каротаж (АКШ, FMI), глубинная фотосъемка, глубинное (забойное) телевидение.

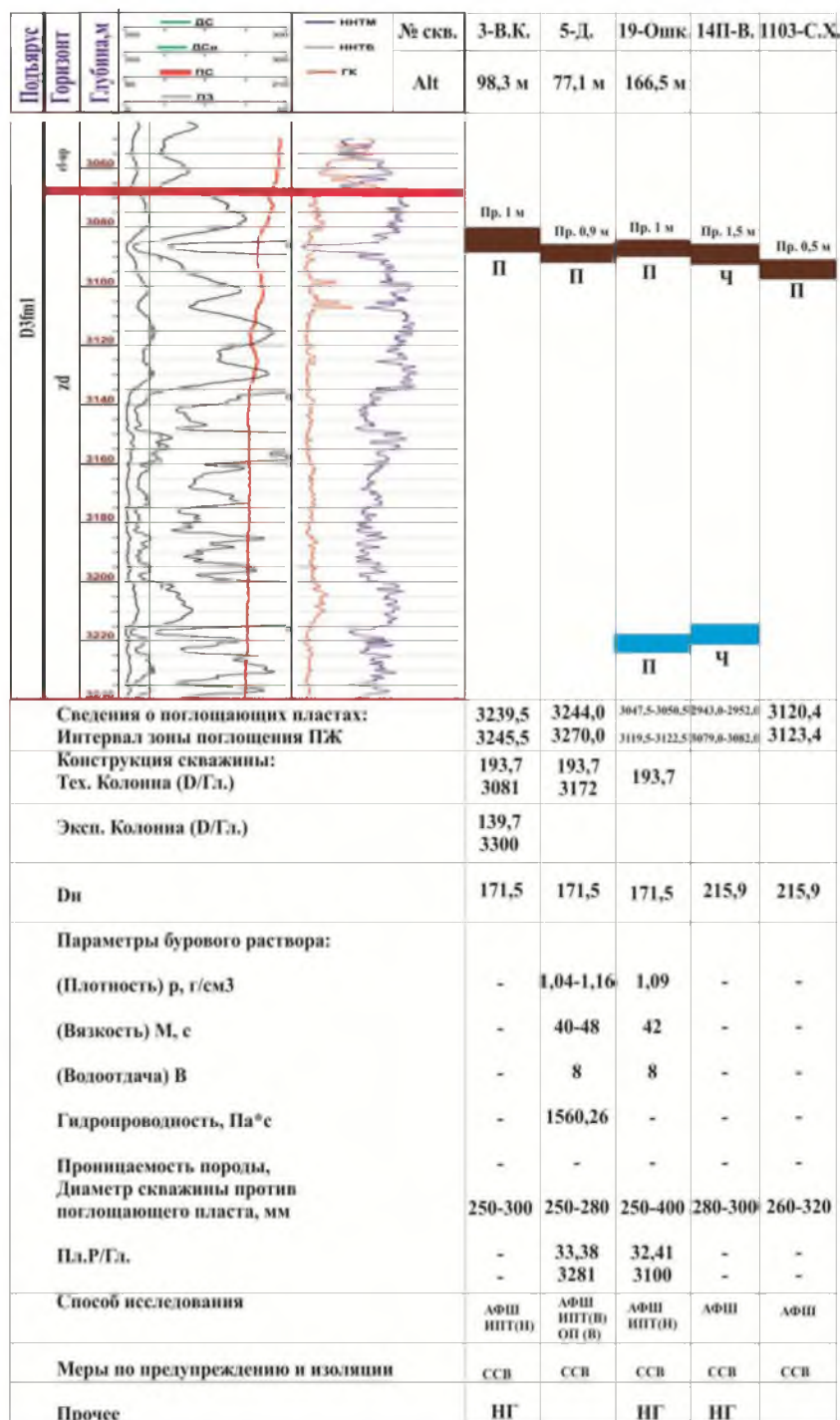
Диаграммы радиоактивного и акустического каротажа используют в качестве вспомогательных для уточнения границ поглощающих пластов. По материалам промыслово-геофизических исследований изучают изменения характеристики поглощающих пластов по площади. Диаграммы радиоактивных методов каротажа используют для расчленения разреза, корреляции пластов,



прослеживания за изменением литологии и пористости пород поглощающего горизонта. Диаграммы акустического каротажа позволяют четко локализовать кавернозные и трещиноватые разности пород по резкому уменьшению скорости и увеличению поглощения энергии упругих колебаний [70].



зарегистрированных в этой же скважине. Затем, проведя корреляцию, эти же пласты определяют на типовом разрезе данной площади и ставят против них в отдельных колонках значения параметров.



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 – нефтегазопроявления; В – водопроявление.

Рисунок 2.6 – Сводная схема поглощений (составил Терентьев С.Э., 2013)

Представление результатов исследования в виде сводных схем поглощений открывает широкие возможности использования буровых и геолого-геофизических

материалов по тем скважинам, где специальные исследования поглощающих горизонтов не проводились. Все известные данные о зонах поглощения в таких скважинах могут быть также нанесены на сводную схему.

Схема позволяет сразу получить четкое представление не только о глубине поглощения, но и о характере отдельных поглощающих пластов и их пластовых давлениях. Такие обобщенные данные легко сопоставить с аналогичными данными по соседним площадям, что облегчает задачу обобщения материалов по выдаче необходимых рекомендаций. С помощью нашей сводной схемы поглощения можно быстро построить карты поглощений по отдельным горизонтам и даже по отдельным пластам для выяснения связи распространенности крупных каналов в пласте с особенностями тектоники, гидрогеологии и геоморфологии района и карты районирования поглощающих пластов по классам и видам.

#### **2.4.4 Отбор шлама**

Анализ шлама дает ценные дополнительные сведения о свойствах породы поглощающего пласта и примерных размерах каналов в зоне поглощения.

Графики, построенные по результатам ситового анализа шлама, отобранного до вскрытия поглощающего пласта и при бурении в интервале зоны поглощения или ниже ее, сопоставляют. По характеру гистограмм и кумулятивной кривой определяют изменение фракционного состава шлама после вскрытия поглощающего горизонта, когда часть жидкости с забоя поднимается на поверхность, а другая часть со взвешенными частицами шлама поступает в каналы поглощающего пласта. Размеры уносимых в пласт частиц шлама зависят от степени раскрытия каналов поглощающего пласта.

В случае бурения скважины с полным поглощением и отсутствия шламовой пробки на забое размеры каналов поглощающего пласта оценивают по пробам, отобранным в желобах до вскрытия интервалов поглощения или с помощью специальных шлаго-уловителей, устанавливаемых выше и ниже интервала поглощения. Раскрытость каверн и трещин может быть определена по максимальному размеру частиц зернистых наполнителей, которые проникают в каналы пласта при их намыве.

### 2.4.5 Определение интенсивности поглощения

Для определения интенсивности поглощения промывочной жидкости в настоящее время существует несколько способов. Определить интенсивность поглощения можно по разности количества закачиваемой и выходящей из скважины промывочной жидкости. Однако судить об интенсивности поглощения по степени выхода промывочной жидкости на поверхность можно лишь приближенно, поскольку количество промывочной жидкости, выходящей из скважины, не дает полного представления о поглощающем пласте. Способ определения потери промывочной жидкости в процессе бурения более точен, так как при этом учитывается, кроме изменения объема жидкости в циркуляционной системе, избыточное давление на поглощающий пласт, что дает количественное значение интенсивности поглощения промывочной жидкости при определенном избыточном давлении.

Теоретические расчеты определения интенсивности поглощения были предложены А. А. Гайворонским, А. Х. Мирзаджанзаде, В. И. Мищевичем и др.

В. И. Мищевич отмечает [53], поскольку поглощающие пласты представлены трещиноватыми, кавернозными и пористыми породами, то при их вскрытии наиболее вероятно предположение, что фильтрация жидкости в этих породах происходит одновременно по различным законам: в первой — трещиноватой и кавернозной среде — по квадратичному закону Шеши—Краснопольского, во второй — среднепористой — по закону Дарси, в третьей — мелкопористой — по закону фильтрации с начальным градиентом давления в порах разного размера.

В. И. Мищевичем предложена формула для описания процесса фильтрации в поглощающий пласт (2.8-2.13):

$$Q=K_1(\Delta p)^{1/2}+K_2\Delta p+K_3\Delta p^2 \quad (2.8)$$

$$\Delta p=p_k - p_{заб} \quad (2.9)$$

$$K_1=2\pi/(\rho/(chR_c))^{1/2} \quad (2.10)$$

$$K_2=2\pi kh/(\mu \ln(R_k/R_c)) \quad (2.11)$$

$$K_3=\pi k_{03} h \omega / (2\mu ((R_k)^{1/2} - (R_c)^{1/2})^2) \quad (2.12)$$

$$\omega=1/(dp/dr)_0 \quad (2.13)$$

Где  $Q_{1, 2, 3}$  – расход жидкости соответственно для первой, второй и третьей сред;  $K_1$  — коэффициент продуктивности (приемистости) для первой среды при турбулентном течении жидкости, характеризующий проницаемость этой среды, толщину пласта, радиус скважины, инерционные сопротивления, размеры трещин и каверн;  $K_2$  — коэффициент продуктивности (приемистости) для второй среды,  $K_3$  – коэффициент продуктивности (приемистости) для третьей среды, характеризующий мощность пласта, отдельные показатели жидкости;  $c$  – коэффициент характеризующий инертные сопротивления;  $\rho$  – плотность жидкости;  $h$  – мощность пласта;  $R_c$  – радиус скважины;  $R_k$  – радиус контура питания;  $\mu$  – динамическая (абсолютная) вязкость;  $dp/dr$  – текущее значение градиента давления.

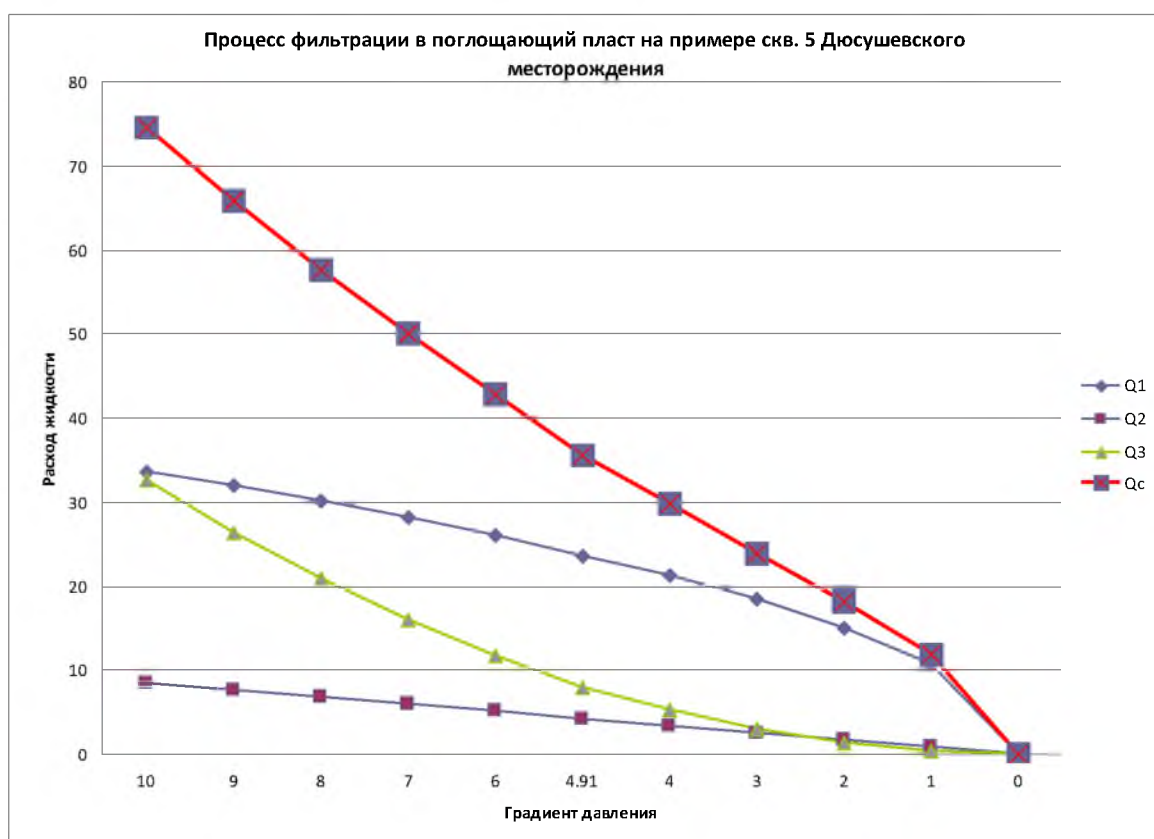


Рис. 2.7 – Процесс фильтрации в поглощающий пласт на примере скв. 5 Дюсушевского месторождения

На примере скважины 5-Дюсушевская, где проводились гидродинамические исследования в зоне поглощения промывочной жидкости, и данные исследований были любезно предоставлены компанией ООО «Полярное сияние», были посчитаны коэффициенты приемистости для каждой из трех обозначенных выше сред и общий расход жидкости.  $Q_1$  составило 23,63 м<sup>3</sup>/сут,  $Q_2$  – 4.12,  $Q_3$  – 11.73. Из полученных результатов видно, что расходы жидкости в первой среде

(трещиноватой и кавернозной среде) и в третьей (мелкопористой среде) превышают расходы в среднепористой среде, рассчитанной по закону Дарси. На рисунке 2.5 представлен график поведения кривых расхода жидкости при изменении градиента давления между пластом и скважиной.

Как видно, зоны поглощения не только можно выделять по данным геофизических исследований скважин, но и нужно, для их последующей оценки и определения характеристик. При этом необходимо обращать внимание на изучение шлама, результаты анализа которого являются порой незаменимым материалом для характеристики поглощающих пластов.

## **2.5 Осложнения в процессе углубления скважины**

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе проницаемых пластов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин.

К осложнениям при бурении скважин относят нарушения непрерывности технологического процесса сооружения скважины при соблюдении технического проекта и правил безаварийного ведения буровых работ, вызванные горно-геологическими условиями проходимых пород. При составлении технического проекта должным образом не учитываются зоны поглощения промывочной жидкости, которые необходимо прогнозировать на региональном уровне, именно для решения этого вопроса была выбрана столь актуальная тема. Поэтому, не подготовившись и вскрыв подобные зоны, геологические службы не знают или не понимают, что делать с поглощающими промывочную жидкость пластами и, как часто это бывает, начинают бороться с подобными видами осложнений, иногда переходящими в категорию аварий [18].

Аварией считают нарушение непрерывности технологического процесса сооружения скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных техническим проектом. Затяжки и посадки бурового инструмента могут привести к его неосвобождаемому прихвату; пластовые флюидопроявления и поглощения бурового раствора могут перерасти в открытый аварийный фонтан, в невозможность углубления скважины и т.д.

При выявлении поглощения промывочной жидкости производственные организации вынуждены применять, в зависимости от интенсивности поглощения, два способа бурения, используя традиционные технологии: бурение поглощающих скважин без выхода промывочной жидкости на поверхность, бурение поглощающих скважин с пониженным расходом промывочной жидкости.

*Бурение поглощающих скважин без выхода промывочной жидкости на поверхность* может производиться: с подачей в скважину промывочной жидкости в количествах, оптимальных для бурения в конкретных горно-геологических условиях; с пониженной (в сравнении с оптимальной) подачей в скважину промывочной жидкости в пределах технически необходимого минимума, обеспечивающего безаварийную проходку скважин; с уменьшенной (в сравнении с оптимальной) подачей жидкости в количествах, достаточных для эффективной работы колонковых снарядов с погружными насосами, обеспечивающими оптимальную интенсивность промывки; с местной (призобойной) циркуляцией пластовых вод без расходования или с минимальным расходом промывочной жидкости, подаваемой от поверхностного бурового насоса [33].

Бурение поглощающих скважин с подачей промывочной жидкости в оптимальных для конкретных горно-геологических условий количествах ведется с большим расходом промывочной жидкости, сопровождается длительными простоями в связи с тем, что водовозный транспорт не в состоянии обеспечить своевременную доставку столь больших количеств промывочной жидкости. Этот метод по причине высокой себестоимости буровых работ не может быть рекомендован к широкому применению, за исключением случаев, когда есть возможность подвести водопровод и технологически допустимо использовать техническую воду в качестве промывочной жидкости.

Бурение с уменьшенной подачей в скважину промывочной жидкости, позволяет также уменьшить простои буровых бригад за счет снижения расходования промывочной жидкости, но, в отличие от предыдущего способа, может производиться с оптимальным расходом жидкости, поступающей на забой скважины, поскольку погружной насос может обеспечить большую подачу жидкости, чем требуется на его привод.

Бурение с местной (призабойной) циркуляцией пластовых вод без расходования или с минимальным расходом промывочной жидкости, подаваемой от поверхностного бурового насоса. Метод дает возможность уменьшить расходование промывочной жидкости, однако безвозвратные потери промывочной жидкости в поглощающих скважинах остаются значительными, что существенно удорожает буровые работы.

Все перечисленные выше методы реализуются с использованием промывочной жидкости, подаваемой в скважину от поверхностного бурового насоса [18].

Вместе с тем, как показывают гидрогеологические исследования, в большинстве поглощающих скважин (даже с катастрофическим поглощением) устанавливается определенный уровень пластовых вод, причем нередко он устанавливается выше горизонта поглощения, т. е. является напорным. Наличие в поглощающих скважинах столба жидкости позволяет использовать ее для создания местной циркуляции, что дает возможность отказаться от доставки промывочной жидкости и от дорогостоящих мероприятий по изоляции зон поглощения в попытках добиться выхода промывочной жидкости на поверхность.

*Бурение поглощающих скважин с пониженной (против оптимальной) подачей промывочной жидкости* в пределах технически необходимого минимума должно обеспечить безаварийную проходку скважин при максимально возможном снижении потерь промывочной жидкости в зонах поглощения [33].

Поскольку уменьшение расхода промывочной жидкости ниже минимально допустимых значений может привести к сложным авариям, а увеличение расхода сверх экономически целесообразных значений — к необоснованному перерасходу ее, важно поддерживать подачу промывочной жидкости в скважину в определенном, но узком диапазоне, что в условиях бурения без выхода промывочной жидкости на поверхность возможно лишь с использованием эффективных средств для регулирования подачи и контроля за ней.

## **2.6 Предупреждение и профилактика поглощений промывочной жидкости**

Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений.



Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважины при выполнении в ней различных операций.

На рисунке 2.6 указаны факторы, обуславливающие снижение гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины с целью предупредить поглощения. Мероприятия сводятся к обеспечению минимального избыточного давления на поглощающий пласт и предотвращению резких колебаний давления в стволе скважины. Кроме того, в целях своевременного предупреждения поглощения бурового раствора необходимо определить интервалы возможного поглощения.

При подходе забоя к интервалам ожидаемого поглощения выполняют ряд профилактических мероприятий: добавляют наполнители в буровые растворы, регулируют их плотности и структурные параметры, скорость спуска инструмента с целью максимально возможного снижения гидростатического давления. К определениям места поглощения и подсчетам максимально допустимого давления на поглощающий пласт приступают чаще всего после неудачных попыток ликвидации осложнения наиболее простыми методами [18].

Б.К. Грин (США) предложил комплекс и последовательность мероприятий по ликвидации поглощений, которые состоят из восьми этапов [33]: подъем инструмента и ожидание; уменьшение давления и улучшение качества бурового раствора; периодическая закачка под давлением раствора заданной плотности с закупоривающими материалами; определение места поглощения и вторичная задавка закупоривающих материалов. Значительное число поглощений наблюдается выше башмака технической колонны; закачка в поглощающий интервал материалов, включающих крупные частицы; применение закупоривающих материалов, включающих специально подобранные по форме и размерам частицы (Если мероприятия, предусмотренные 1-6-м этапами, не дали ожидаемого результата, то для закрытия пор и трещин поглощающего пласта следует применить БСС, которые часто в таких случаях являются эффективными как в сочетании с закупоривающими материалами, так и без них); использование быстросхватывающейся смеси (БСС); спуск промежуточной обсадной колонны.



Рисунок 2.8 – Схема факторов, обуславливающих снижение гидростатического и гидродинамического давления на стенки скважины

Рекомендации по предупреждению поглощений, разработанные многими отечественными и зарубежными исследователями, сводятся к следующему [18]:

1. Регулирование свойств буровых растворов. Регулирование плотности бурового раствора за счет применения совершенной очистки его от песка и частиц выбуренной породы. Использование буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, с низким предельным статическим напряжением сдвига и с низкой вязкостью приводит к снижению давления при спуске и подъеме труб. Добавление в раствор нефти и наполнителей с целью снижения его плотности и увеличения закупоривающей способности. Аэрация бурового раствора. Бурение с промывкой забоя технической водой, где позволяют геологические условия.

2. Регулирование скорости спускоподъемных операций и других технологических операций, проводимых в скважине (скорость проработки, промежуточные промывки и восстановление циркуляции и др.).

3. Достижение оптимального зазора между буровыми трубами и стенкой скважины. За счет этого уменьшаются перепад давления в затрубном пространстве и возможность сужения ствола скважины.

4. Изменение конструкций скважин с целью избежать воздействия утяжеленных растворов на необсаженную часть горных пород, склонных к гидроразрыву.

Таким образом, профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся в основном к регулированию свойств буровых растворов и соблюдению технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины.

Наиболее трудно ликвидируемые поглощения возникают при разбурировании сильно трещиноватых, с наличием карстовых пустот, известняков и доломитов, и других карбонатных пород. Большинство карбонатных пород обладают так называемой «вторичной пористостью», которая возникает при циркуляции по первичным трещинам пластовых вод, обогащенных углекислым газом. Карбонатные породы при этом растворяются, сечение трещин возрастает. Учитывая, что вскрытые скважиной горные породы поглощают буровой раствор только при условии превышения давления столба раствора над пластовым давлением и наличия достаточно высокой проницаемости пород, ликвидировать начавшееся поглощение можно двумя путями: первый заключается в снижении плотности бурового раствора, т.е. в уменьшении давления его столба, второй — в искусственном снижении проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП), что затрудняет или вообще исключает проникновение бурового раствора в пласт [31].

Первый способ обычно применяют в районах, где для бурения скважин используют глинистый раствор различной плотности, а второй — в районах, где промывку скважин при бурении производят технической водой.

В настоящее время различают три категории интенсивности поглощений проницаемыми пластами: 1 — малой интенсивности (до 10—15 м<sup>3</sup>/ч), 2 — средней интенсивности (до 40—60 м<sup>3</sup>/ч) и 3 — высокоинтенсивные (более 60 м<sup>3</sup>/ч) [31].

Среди высокоинтенсивных поглощений выделяют так называемые «катастрофические поглощения», к которым в настоящее время относят поглощения, не ликвидируемые обычными способами. Интервалы с такими поглощениями, как правило, перекрывают обсадными колоннами.

Ликвидируют поглощения малой и средней интенсивности при помощи ввода в буровой раствор наполнителей [33].

Высокоинтенсивное поглощение при наличии одного поглощающего пласта устраняют путем закачки в пласт «мягкой пробки» из наполнителей, с последующей задавкой в пласт тампонажной пасты. Для перевода

«катастрофического» поглощения в обычное высокоинтенсивное применяют тампонажные смеси, обладающие высокой закупоривающей способностью.

Во многих нефтяных районах для борьбы с поглощениями промывочной жидкости широко применяют пакеры различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью: а) предотвращения разбавления тампонирующих смесей; б) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания; в) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы; г) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины; д) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, использование пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ (ожидание затвердения цемента), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений промывочной жидкости, подразделяют на две группы: многократного действия и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляют в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуривают вместе с цементным мостом.

Можно выделить три основных механизма снижения проницаемости поглощающих пластов: расклинивающего давления (кольматация проницаемых пород гидромониторными струями полидисперсных растворов), структурообразования (закупоривание каналов фильтрации проницаемых пород нетвердеющими тампонажными растворами и смесями) и водоотделения (тампонирующее поглощающих пород твердеющими растворами).

Профилактические меры по предупреждению поглощений сводятся в основном к регулированию свойств буровых растворов и соблюдению технологических правил проводки скважин, направленных на снижение давления на стенку скважины [18].

При отсутствии предположений о возможной нефтеносности интервалов поглощений, отсутствии заданий по специальному изучению их названными

методами чаще всего делается вывод о нецелесообразности освоения зон поглощения промывочной жидкости, а поглощение возводится в ранг осложнений при бурении. По нашему мнению, необходимо рассматривать интервал поглощения как высокочемкостной 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.



### **3 ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ПОСТРОЙКАХ ПО ДАННЫМ ГИС**

Проблема изучения карбонатных коллекторов в карбонатных постройках имеет большое значение в связи с открытием в них на различных глубинах месторождений нефти и газа. Открытия месторождений нефти и газа подтверждает перспективность карбонатных построек и одновременно показывают преобладание в них коллекторов со сложным строением пустотного пространства и интенсивным развитием трещиноватости, кавернозности и карста. Разведка залежей в отложениях выявила значительную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород, неоднозначность установления эффективных толщин, трудности определения типа коллекторов, что затрудняет оценку запасов углеводородов, составление проектных документов.

Вопросы выделения и оценки сложных типов карбонатных коллекторов в карбонатных постройках геолого-геофизическими методами изложены в работах Е.М. Смахова, Т.И. Кушнарева, 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. Наличие такой пористости и ее распространение устанавливается на основании детального анализа результатов геофизических исследований скважин и процесса бурения.

Но для начала необходимо выявить особенности свойств карбонатных коллекторов в карбонатных постройках лабораторными методами.

#### **3.1 Лабораторные исследования керна**

В интервалах вскрытия нефте(газо)насыщенных или возможно нефте(газо)перспективных 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-емкостных характеристик, и в качестве опорной информации (петрофизической основы) для интерпретации данных ГИС.

Порядок работы с керном на буровой при его подъеме, первичной документации его, герметизации, а также методики изучения фильтрационно-емкостных и других параметров описаны в соответствующих методических документах.

Общие требования к петрофизической информации, используемой в качестве петрофизической основы интерпретации данных ГИС, сводятся к следующему.

1. Комплекс петрофизических исследований должен обеспечивать возможность получения перечисленных выше петрофизических характеристик для интерпретации данных ГИС на этапе оперативной интерпретации и подсчета запасов.

2. Петрофизические связи должны строиться отдельно для каждого объекта подсчета запасов. Возможно использование обобщенных для нескольких подсчетных объектов связей; при этом необходимо специальное обоснование такой возможности.

3. При построении петрофизических связей типа «кern-кern» необходимо использовать не менее 30 образцов керна, равномерно распределенных в интервале изменения коррелируемых параметров.

4. Для построения петрофизических связей типа «кern-ГИС» используются опорные пластопересечения, охарактеризованные керном с выносом не менее 70% и плотностью петрофизических анализов не менее 3-х на 1 м вынесенного керна.

5. В процессе отбора, транспортировки, хранения и исследования керна должны быть реализованы мероприятия, предотвращающие изменение естественных условий упаковки и смачиваемости.

6. При исследовании пород, характеризующихся наличием крупных элементов пустотного пространства (трещины, каверны), исследования керна должны выполняться на образцах большого размера.

7. При необходимости прямого определения по керну остаточной водонасыщенности (бурение на безводной ПЖ) и остаточной нефтенасыщенности (бурение на водной ПЖ) требуется герметизация керна на буровой или использование при бурении с отбором керна герметизированных керноприемников.

При оперативной интерпретации на поисково-оценочном этапе обычно полный комплект петрофизической информации отсутствует. В этом случае возможно использование информации по объекту-аналогу или обобщенной информации, накопленной к моменту оперативной интерпретации, по району работ.

Петрофизические исследования керна ведутся по пяти основным направлениям, включающим изучение следующих параметров:

- Литологических характеристик горных пород (макро- и микроописание, гранулометрия, карбонатность и т.д.)
- Фильтрационно-емкостных характеристик, определяющих количественные показатели горных пород как коллекторов нефти и газа (пористость, проницаемость, газо-, водо- и нефтенасыщенность и т.п.)
- Физических характеристик, сопоставимых с характеристиками, изучаемыми методами ГИС (электрическое сопротивление, естественная радиоактивность и т.п.)
- Динамических характеристик пород-коллекторов, связанных с моделированием воздействия на них в результате разработки месторождений (коэффициент вытеснения нефти водой или газом, относительная фазовая проницаемость и т.п.)
- Технологических характеристик, связанных с изучением буримости горных пород, эффективность перфорации, влияния промывочных и других жидкостей на фильтрационные свойства и т.п.).

Методические руководства по исследованию керна и обработке результатов регламентируют технологию изучения коллекторов, в основном, простого строения. При исследовании сложных коллекторов достоверность петрофизических исследований снижается (таб. 3.1) [95].

Определение петрофизических характеристик трещинно-каверново-поровых коллекторов сводится к реализации лабораторных измерений на образцах большого размера. Методика определения основных фильтрационно-емкостных параметров на образцах большого размера описана в работе «Методы и аппаратура для изучения ФЕС пород-коллекторов на образцах большого размера». Но эффективные трещины, каверны обеспечивающие большие притоки, не могут быть изучены из-за раскалывания или осыпания образцов. Изучение объектов с коллекторами трещинно-

порового, трещино-каверново-порового типов должно включать, в первую очередь, данные гидродинамических и каротажных исследований.

Таблица 3.1 – Эффективность петрофизических исследований при анализе сложных коллекторов

Петрофизический параметр	Группа сложных коллекторов					
	1	2	3	4	5	6
Пористость	Достоверны при использовании специальных технологий	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий	Достоверны	Условны	Достоверны при использовании специальных технологий
Проницаемость	Достоверны при использовании специальных технологий	Недостоверны	Достоверны	Достоверны	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий
Остаточная нефте- и водонасыщенность	Достоверны при использовании специальных технологий	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий	Достоверны при использовании специальных технологий	Условны	Условны
Электрическое сопротивление	Условны	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий	Достоверны при использовании специальных технологий	Недостоверны	Условны
Скорость распространения ультразвука	Условны	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий	Достоверны при использовании специальных технологий	Недостоверны	Достоверны при использовании специальных технологий
Естественная радиоактивность	Достоверны	Достоверны	Достоверны	Достоверны	Достоверны	Достоверны
Диффузно-адсорбционная активность	Условны	Недостоверны	Достоверны	Достоверны при использовании специальных технологий	Условны	Условны

### 3.2 Выделение карбонатных коллекторов нефти и газа с использованием методов ГИС

Коллекторами нефти и газа являются горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений [50, 62, 95]. Именно такое определение коллектора лежит в основе оценки геологических запасов нефти, газа и конденсата. Критериями принадлежности пород к коллекторам нефти и газа служат величины проницаемости и емкости, обусловленные развитием пористости, трещиноватости, кавернозности. Величина полезной (эффективной) для нефти и газа емкости зависит от величины остаточной водонефтенасыщенности. Нижние пределы проницаемости и полезной емкости определяют промышленную оценку пластов; она зависит от состава флюида и типа коллектора. Долевое участие пор, каверн и трещин в процессах фильтрации и в общей

емкости коллектора определяет его тип: поровый, трещинный или сложный - трещинно-поровый, каверново-трещинный, каверново-поровый.

Коллекторские свойства карбонатных пород обуславливаются первичными условиями седиментации, интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований, влияющих на развитие пор, каверн, трещин и крупных полостей выщелачивания. Особенности карбонатных пород: ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию – обеспечивают разнообразие морфологии и генезиса пустот, что проявляется в развитии широкого спектра типов коллекторов нефти и газа. Наиболее значительные запасы углеводородов сосредоточены в коллекторах каверново-порового и порового типов [16].

Выделение коллекторов реализуется по прямым качественным признакам или с использованием количественных критериев. Тип коллектора определяется на основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информации по изученному объекту или интервалу разреза. По данным ГИС с достаточной степенью достоверности возможно разделение коллекторов на типы: поровый, трещинный, каверновый, сложный (трещинно-поровый, каверново-трещинный, каверново-поровый). Более детальное уверенное разделение коллекторов по структуре порового пространства возможно по комплексу данных ГИС, ГТИ, петрофизических исследований и испытаний лишь в редких благоприятных случаях при наличии достаточной информации [95].

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, мы воспользуемся ее результатами.

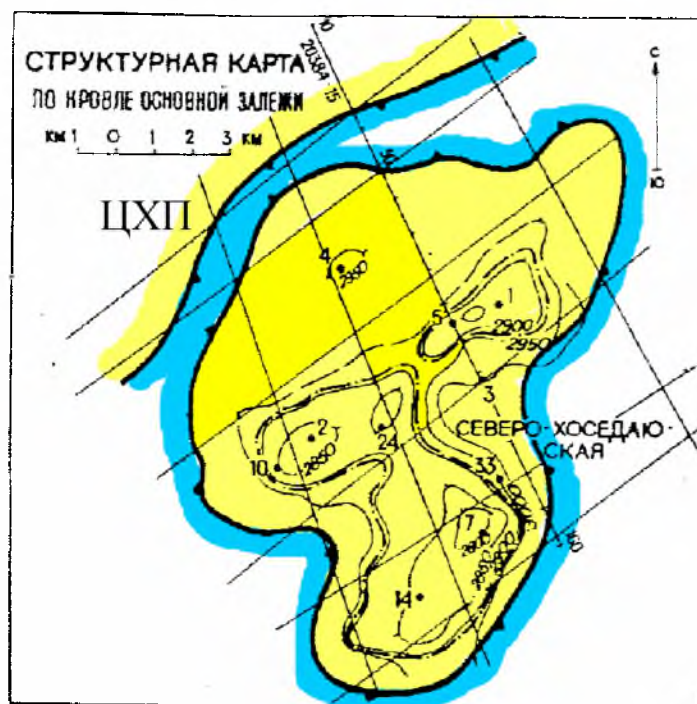
Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение находится к югу от Центрально хорейверской рифовой зоны и приурочено к одноименной карбонатной банке на восточном борту Хорейверской впадины. Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1981г. Месторождение открыто в 1984г.



параметрической скважиной 1, установившей нефтеносность верхнедевонских рифогенных отложений в пределах Северного купола.

Коллекторские свойства продуктивных отложений месторождения были изучены в 1999г. К.И. Багринцевой.

По Багринцевой, Северо-Хоседаюская структура представляет собой карбонатный массив позднедевонского возраста неправильной формы, осложненный тремя куполами. Бурением освещены южный (скв. 7, 14, 23, 33), центральный (скв. 2, 10, 24) и северо-восточный (скв. 1, 3, 5) купола.

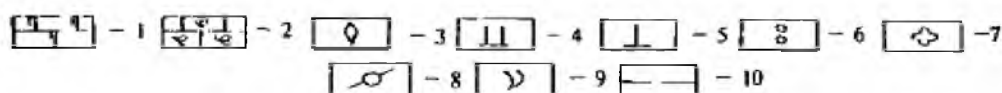
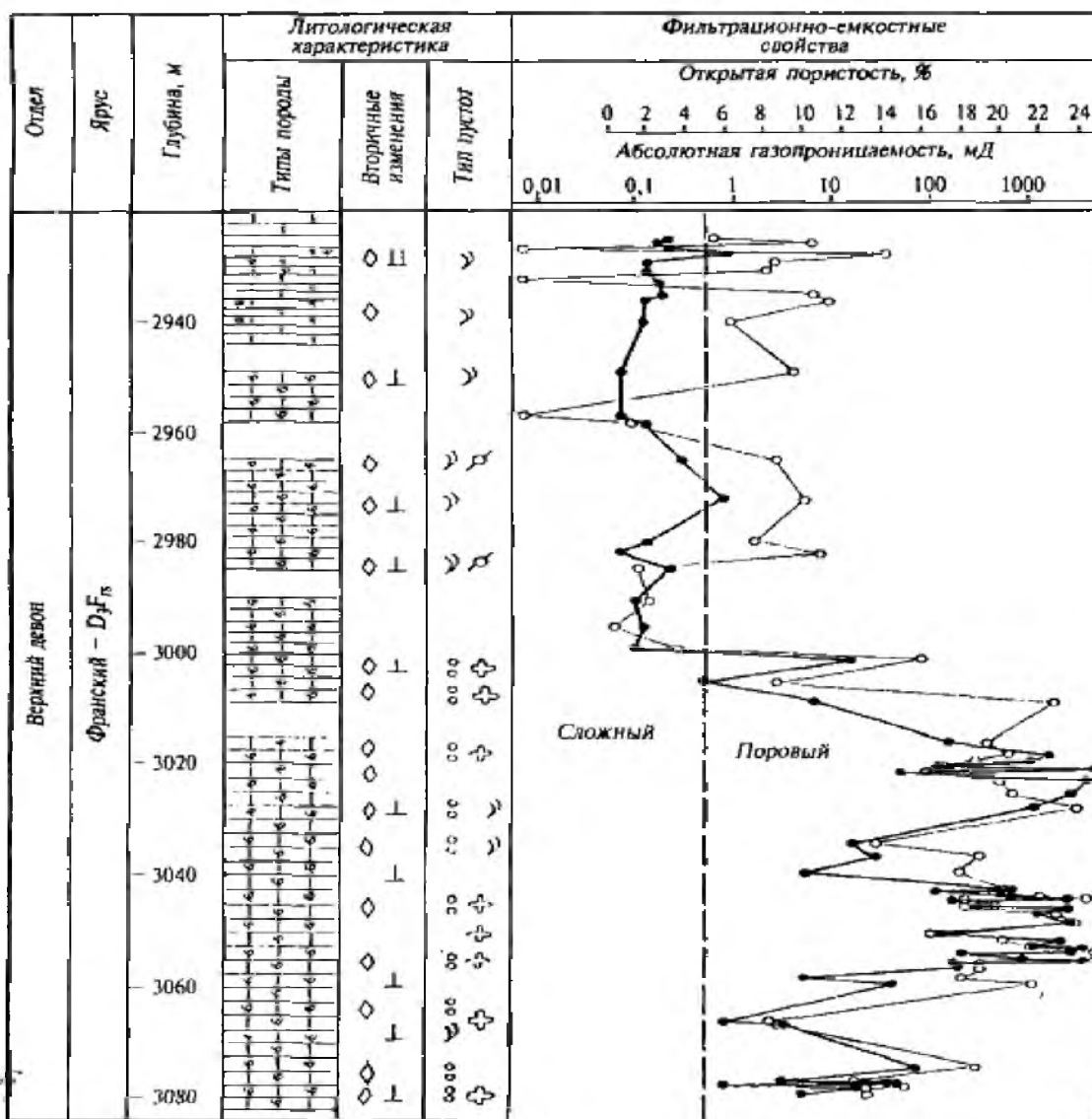


Условные обозначения:

1 – изогипсы кровли нефтяной залежи, м; 2 – контуры нефтяной залежи; 3 – глубоководный склон карбонатной банки; 4 – глубоководный склон ливенского краевого рифа; 5 – нефтяная залежь; 6 – предполагаемая нефтяная залежь.

Рисунок 3.1 – Взаимоотношение Северо-Хоседаюской карбонатной банки и Центрально-Хорейверского поднятия (составил Б.П. Богданов, 1989)

Основная залежь нефти высотой 94 м (по скв. 7) приурочена к кровле постройки, в теле которой (скв. 2) установлены еще две залежи малой высоты, не имеющие промышленного значения (рис. 3.1). К.И. Багринцева считает, что нефтяное месторождение Северное Хоседаю может считаться типичным для этого типа построек; изучение закономерностей распространения коллекторов в его пределах позволяет прогнозировать типы и свойства коллекторов на смежных площадях.



Типы пород: 1 - известняки доломитизированные; 2 - известняки водорослевые; вторичные изменения: 3 — перекристаллизация; 4 - доломитизация; 5 - кальцитизация; типы пустот: 6 - поры в матрице; 7 - каверны в пористой матрице; 8 - каверны в плотной матрице; 9 - трещины; 10 - граничные значения пористости.

Рисунок 3.2 – Распределение коллекторов порового и сложных типов и их характеристика в разрезе скважины № 2 Северо-Хоседаюского месторождения (К.И. Багринцева, 1999г.)

Продуктивные отложения, изученные в скв. 2, дают представление о характере изменчивости литогенетических свойств пород, типах преобладающих пустот и предельных значениях емкости и проницаемости (рис. 3.2). Наблюдается

кавернозность в плотных низкоемких породах и унаследованная - в пористо-проницаемых высокоемких известняках.

Верхняя часть толщи (интервал 2966-3000 м) характеризуется преобладанием водорослевых известняков с низкопористой матрицей и неравномерной трещиноватостью. Изменчивость значений пористости карбонатных пород показана на разрезе, в некоторых образцах за счет кавернозности она достигает 5,6%. Проницаемость обусловлена интенсивностью развития сообщающихся трещин; она изменяется от 0,05 до 10,6 мД.

В нижней части толщи (интервал 3000-3080 м) широко развиты процессы растворения и выщелачивания, за счет чего создаются высокопористые и высокопроницаемые известняки. Особенно широко развита "унаследованная" кавернозность, значительно увеличивающая размеры пустот и обеспечивающая хорошую сообщаемость пустот между собой. Известняки водорослевые, сгустково-комковатые и сферово-сгустковые, подвергшиеся интенсивному выщелачиванию, отличаются текстурно-структурными свойствами и характером распределения мелких и крупных сгустков и комков. В целом интервал 3000-3070 м в скв. 2 характеризуется преобладанием пористо-кавернозных известняков. Типичны высокие значения пористости до 24,3% - при проницаемости до 7502,5 мД. В этом интервале присутствуют прослойки пород со значительно меньшей пористостью, в них развиты каверны и трещины.

Проведенный К.И. Багринцевой анализ литолого-физических свойств и особенностей строения пустотного пространства верхнедевонских карбонатных отложений показал возможность составления модели природного резервуара нефтяного месторождения Северное Хоседаю. На месторождении Северное Хоседаю присутствуют практически все типы коллекторов, однако их свойства существенно различны для нефтенасыщенной и водоносной частей разреза.

К.И. Багринцева считает, что особенностью является то, что в нефтеносной части разреза распространены низкоемкие коллекторы трещинного, порового и сложного трещинно-порового типов. А высокоемкие коллекторы порового и особенно каверново-порового типов распространены преимущественно в нижней водоносной части разреза.

На модели природного резервуара верхнедевонских отложений месторождения Северное Хоседаю хорошо видно неравномерное размещение типов коллекторов: в своде карбонатной постройки (скв. 10) преобладают коллекторы трещинного и трещинно-порового типов, на склоне (скв. 2) увеличивается долевое участие коллекторов порового типа, а в межкупольной зоне они почти полностью представлены коллекторами трещинного типа. Таким образом, в пределах локального природного резервуара Северное Хоседаю наблюдается невыдержанный, линзовидно-выклинивающийся характер распределения коллекторов различных типов, что обусловлено приуроченностью месторождения к карбонатной постройке.

Нами на основании проведенного анализа геолого-геофизической информации по скважинам 1103 и 1105 Северо-Хоседаюские, предоставленной геологической службой ООО «РосВьетПетро», подтверждаются результаты К.И. Багринцевой, с некоторыми дополнениями (рис 3.3). 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 (рис. 3.4), соответствующей верхней части трещиноватых водорослевых известняков, рассматриваемой К.И. Багринцевой. Выделение коллекторов производилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, МК, ПС, ДС, НГК, ГК, АК, БК, БКЗ, ГГКц, ИК) по стандартным методикам и критериям:

1. Диаметр скважины близкий к номинальному;
2. Относительно низкие показания ГК и высокие значения НГК;
3. Приращение МПЗ над МГЗ (отсутствие приращений на МК, при наличии остальных признаков, может говорить о сложном строении коллекторов);
4. Отрицательные амплитуды кривой ПС.

С использованием представленного комплекса удалось не только выделить карбонатные коллектора в карбонатной постройке, но и выявить тип коллектора по структуре порового пространства. Во второй колонке (рис. 3.4) схемы выделения отображены найденные пористости по акустическому и нейтронному каротажу с применением петрофизических зависимостей для карбонатных отложений севера Тимано-Печорской провинции. Пористость, найденная по АК, отражает трещинно-поровую пористость, а по НК – общую пористость, включающую объем трещин,

каверн и пор. На схеме во второй колонке желтым подсвечено существенное различие пористости между АК и НК, что обуславливает преимущественность развития трещино-каверно-порового типа пор. Толщина нефтенасыщенных коллекторов составляет 40 м при средневзвешенной пористости 9,5%. В интервале 3200,4-3211,8 м пористость коллекторов изменяется в пределах от 9,5% до 11,5%, средневзвешенное значение 10,6% при толщине коллекторов 11,4 м, из схемы сопоставления видно, что тип коллекторов трещино-каверново-поровый, они занимают 19% от всей продуктивной толщины. Нефтенасыщенные коллектора, залегающие в интервале 3230,4–3269,8 м, относятся к трещинно-поровым с пористостью 6,0-8,2 %, средневзвешенное значение пористости составляет 7% при толщине коллекторов в 39,4 м. Нефтенасыщенные коллектора в интервале 3269,8-3287,6 м относятся к трещино-каверново-поровому типу с пористостью 14,4-15 %, где средневзвешенная значение пористости составляет 14,96% при толщине коллекторов 17,8 м. Нужно отметить, что по К.И. Багринцевой верхняя часть продуктивных отложений, сложенная водорослевыми известняками и с трещино-поровым типом коллекторов, относящаяся к преимущественно низкоемкой части в карбонатной постройки, нами интерпретируется как трещино-каверново-поровый тип коллектора с хорошими коллекторскими свойствами. Это можно наблюдать и на примере скважины 1103-С.Хоседаю, которая расположена в склоновой части карбонатной постройки (рис. 3.3).

Одной из немногих скважин, по которой получена информация от ООО «РосВьетПетро», является скважина 1103, в которой 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, потому что здесь на глубине 3206,4 м (а.о. -3120,4 м) было зафиксировано поглощение промывочной жидкости (до полной потери циркуляции на устье), что не может не говорить об улучшенных свойствах коллектора. Также во время проведения ГИС произошел выброс нефти из скважины в объеме 50 м<sup>3</sup>, что говорит нам о насыщении коллекторов.

## Северо-Хоседаюское месторождение

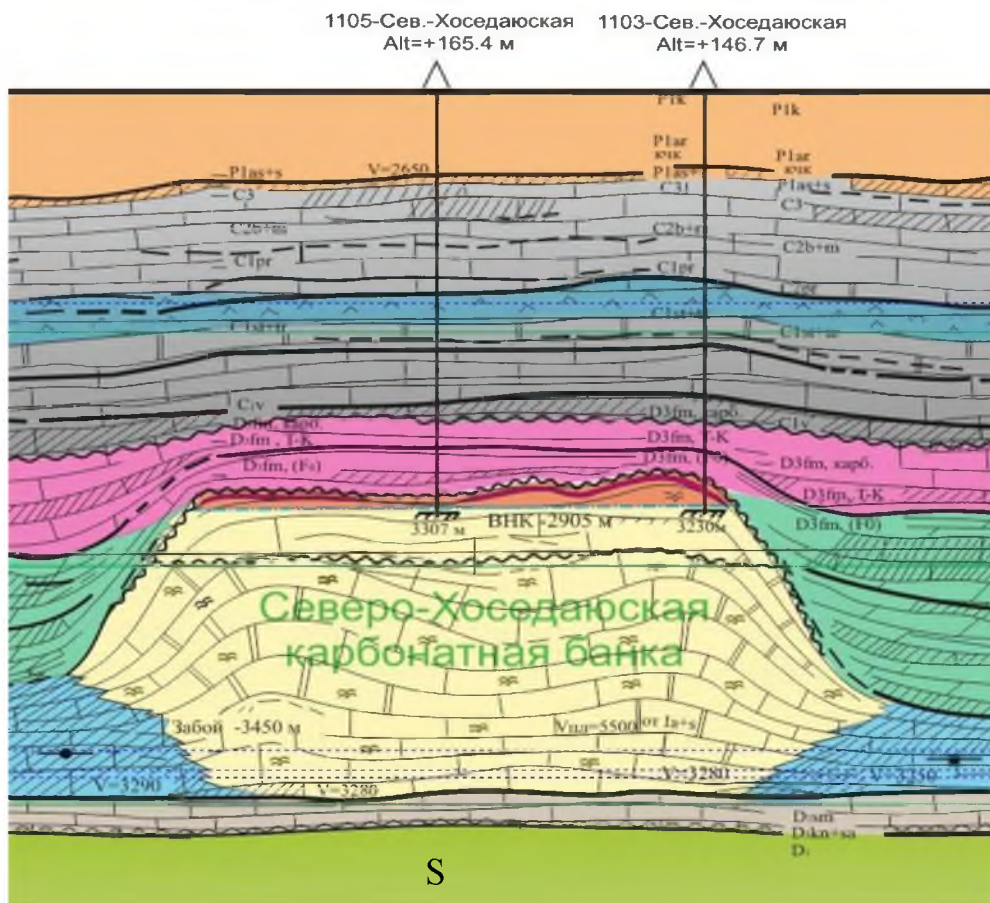


Рисунок 3.3 – Фрагмент сейсмогеологического профиля через Северо-Хоседаюское месторождение (С.Э. Терентьев, Б.П. Богданов, 2013г.)

Те же трещинно-каверново-поровые коллектора мы можем наблюдать в обнажениях гребневой части сирачойского барьерного рифа. Уникальным объектом для изучения пород стратиграфического диапазона от протерозойского фундамента (возраст свыше 570 млн. лет) до современных осадков является Тиманский кряж и в частности Ухта-Ижемский вал в окрестностях Ухты. Особое место среди разрезов сирачойской свиты занимают рифовые разрезы, обнажающиеся по берегам реки Седью и в одноименном карьере. Представить литологические особенности рифовых и вмещающих их пород можно по описаниям, выполненным сотрудниками Института геологии Коми НЦ УрО РАН доктором г.-м.н. Цыганко В. С., кандидатом г.-м.н. Безносовым П. А. К одному из интереснейших и малоизученных обнажений сирачойского барьерного рифа (возраст пород 370 млн. лет) вплотную подходят постройки, промышленные сооружения, поля племхоза «Изваильский-97» (рис. 3.5). Данное обнажение, назовем его «Гребень сирачойского барьерного рифа», представляет собой скальные выходы карбонатов длиной свыше 70 и высотой 10-12 м



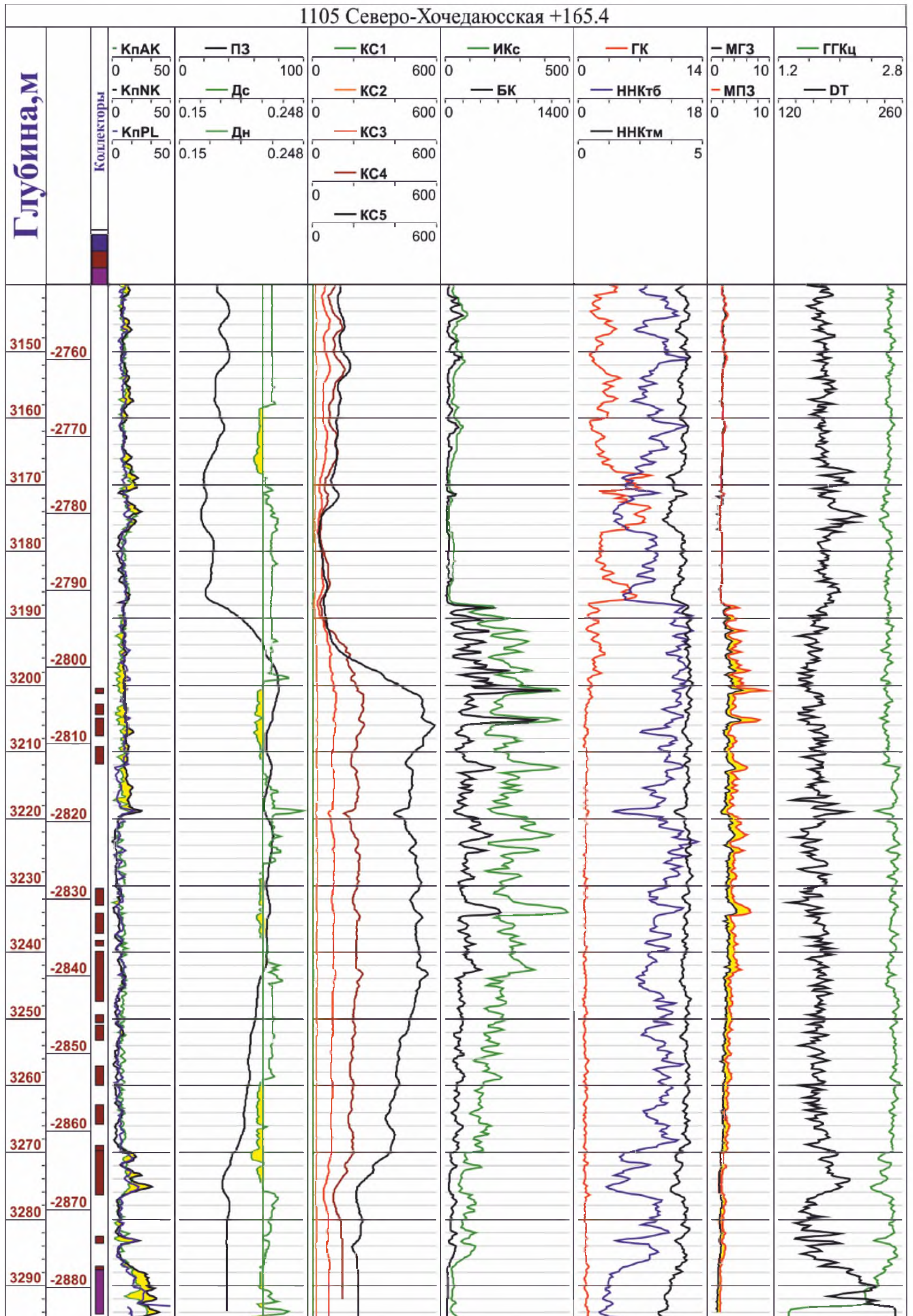


Рисунок 3.4 - Схема выделения коллекторов по скважине 1105-Северо-Хоседаюсская (С.Э. Терентьев, 2013г.)

Таблица 3.2 – Обработка материалов ГИС по скважине 1105-С.Хоседаю

Обработка материалов ГИС по скважине 1105-С.Хоседаю с применением «GeoOffice Solver» (С.Э. Терентьев, 2013г.)

Кровля	Подосва	УЭСик	УЭСбк	ГК	Кп НК	Кп ГТК	Кп АК	Кп отк	Кп общ	Кнг	Насыщение
м	м	Омм	Омм	мкР/ч	%	%	%	%	%	%	
3200.4	3201.2	425	774	1.39	10.8	11.8	6	11.8	9.5	92.0	нефть
3202.8	3204.4	205	244	0.91	11.9	11.4	6.5	11.4	9.9	87.3	нефть
3205.0	3207.6	252	374	0.92	13.9	12.9	8	12.9	11.5	90.8	нефть
3209.2	3211.8	245	201	0.94	12.7	11.0	8	11.0	10.5	91.4	нефть
3230.4	3233.0	245	216	0.73	6.3	7.2	7	7.2	6.4	84.2	нефть
3234.2	3237.2	263	244	0.77	5.5	7.7	9	7.7	7.4	92.7	нефть
3238.2	3239.0	292	271	0.66	7.0	7.6	10	7.6	8.2	94.0	нефть
3239.8	3247.4	255	224	0.75	7.4	8.0	9.5	8.0	8.2	92.8	нефть
3249.4	3250.6	231	190	0.73	4.4	5.2	9	5.2	6.2	92.3	нефть
3251.0	3253.2	184	151	0.70	7.5	6.9	9	6.9	7.7	90.7	нефть
3257.0	3260.0	183	170	0.83	3.9	5.7	8	5.7	6	90.5	нефть
3262.8	3265.8	129	118	0.73	6.6	6.9	8	6.9	7	88.1	нефть
3269.0	3269.8	140	139	0.73	6.7	7.1	8	7.1	7.5	89.1	нефть
3269.8	3276.4	80	64	0.81	18.4	14.1	12.5	14.1	15	89.6	нефть
3282.6	3283.6	81	63	0.79	15.7	15.2	13	15.2	15	85.6	нефть
3287.0	3287.6	29	31	1.12	17.2	12.2	13.5	13.6	14.4	82.5	нефть
3287.6	3294.2	30	26	0.90	22.8	16.1	18.	16.1	19	79.7	нефть+вода

и находится у обочины автомобильной дороги Ухта-Седью на 25 км на въезде в поселок Седью. Оно являет собой уникальный природный объект, в котором сочетаются легко разрушающиеся рифовые породы, имеющие поры, каверны, карстовые пустоты, полые или выполненные кальцитом, доломитом, дресвой разрушения рифа. Левую часть обнажения занимает стенка пород длиной м и высотой 12 м, сложенная дресвой доломитизированных известняков и доломитов ржаво-коричневого цвета, выполняющих, по-видимому, крупные пустоты в теле рифа. На фоне дресвы видны обломки известняков и доломитов более светлых оттенков. В гребневой его части мы видим породы с трещино-каверново-поровым типом пор, с несомненно, улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 3.5).

В качестве вывода можно сказать, что чисто трещинный коллектор очень редко встречается, т.к. за счет разнообразных процессов протекающих в карбонатной застройке, трещиноватые известняки подвергаются различным вторичным процессам. Обычно это коллектора смешанного типа, для обоснования характеристик каждый из них необходимо рассмотреть отдельно.

Трещинный коллектор наиболее типичен для карбонатных и гидрокимических отложений, однако встречается также в вулканогенных, вулканогенно-обломочных, магматических и терригенных породах.





Рисунок 3.5 - Восточный фрагмент обнажения сирачойского барьерного рифа (въезд в п.Седью) (фото С.Э. Терентьева и Б.П. Богданова, 2011г.)

### 3.2.1 Трещинный коллектор

Он приурочен обычно к низкопористым, плотным породам. Его модель можно представить состоящей из блоков (матрицы) с низкой межзерновой и нулевой эффективной пористостью, разделенных трещинами значительной протяженности, образующими одну, две и более систем с определенной ориентацией. Емкость трещин в карбонатных породах достигает 1,5-2 %, за счет растворения и выщелачивания минералов вдоль трещин и образования вытянутых щелеобразных полостей. В то же время трещины - идеальные пути фильтрации флюидов, которые обеспечивают высокую проницаемость трещинного коллектора. Значение коэффициента проницаемости трещин тем больше, чем больше густота и, главное, раскрытость трещин. Последний фактор играет основную роль: одна трещина значительной раскрытости (более 100 мкм) может обеспечить дебит нефти более 100 т/сут.

При проходке скважины методы, входящие в комплекс геолого-технологических исследований в процессе бурения (ГТИ) - фильтрационный и

детальный механический, отмечают зоны трещиноватости аномалиями поглощения промывочной жидкости и снижением продолжительности проходки.

Стандартный комплекс ГИС не позволяет обнаружить трещинный коллектор, поскольку признаки межзернового коллектора, используемые при выделении его по материалам ГИС, не характерны для коллектора трещинного. Можно отметить лишь следующие признаки трещинного коллектора на диаграммах стандартного комплекса ГИС:

- небольшое увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным растущее во времени на повторных кавернограммах;
- повышение коэффициента поглощения энергии продольной волны на диаграмме акустического метода;
- аномальные показания на кривых АК;
- пониженные значения удельного сопротивления против этих зон (если эти интервалы не связаны с вертикальной трещиноватостью).

*Специальные исследования ГИС для выделения трещинного коллектора.* Для выделения трещинного коллектора необходимо проводить специальные ГИС, которые выполняют только в единичных параметрических скважинах.

1. Вскрытие разреза на минерализованном буровом растворе, исследование комплексом обычных или фокусированных разноглубинных зондов. Зоны трещиноватости выделяются четкими минимумами удельного сопротивления на фоне вмещающих плотных пород.

2. Вскрытие разреза на минерализованном растворе, регистрация диаграмм  $\rho_k$  фокусированных зондов, затем расширение ствола скважины в интервале изучаемых отложений с промывкой пресным раствором, регистрация диаграмм  $\rho_k$  теми же зондами. Исследования по такой программе называли «метод двух растворов».

3. Исследование скважины широкополосной аппаратурой акустического метода (АКШ). По данным АКШ трещинные зоны отмечаются следующими характерными признаками: интенсивным ослаблением амплитуды волны Лэмба-Стоунли и поперечной волны; уменьшением яркости линий на фазокорреляционной диаграмме, иногда вплоть до полной потери изображения, особенно во временном интервале, соответствующем волне Лэмба-Стоунли; появлением характерной сетки и нарушением синфазности линий на ФКД;

4. Существенным дополнением АКШ для выделения трещинных зон являются исследования скважинным акустическим телевизором (аппаратура САТ) и акустическим сканером в сочетании с пластовым наклономером.

5. Исследования разрезов скважин электрическим микросканером в сочетании с пластовым наклономером позволяет выделить единичные трещины, в том числе и вертикальные, оценить их наклон и ориентацию в пространстве, густоту и раскрытость.

### 3.2.2 Кавернозно-трещинный коллектор

Отличие кавернозно-трещинного коллектора от трещинного заключается в наличии, дополнительно к трещинам, вторичных пор формы, близкой к сферической, и пустот неправильной формы, размер которых изменяется от нескольких миллиметров до метров и десятков метров для закарстованных карбонатных пород. Матрица этих коллекторов, как и трещинных, является непроницаемой. Обычно  $K_{п.к}$  в 5-10 раз и более превышает  $K_{п.тр}$ , поэтому, в отличие от трещинного, кавернозно-трещинный коллектор обладает значительной емкостью, соизмеримой с общей пористостью. Проницаемость кавернозно-трещинного коллектора, по крайней мере, не уступает проницаемости трещинного. При проходке скважины кавернозно-трещинный коллектор отмечается более интенсивным поглощением бурового раствора и увеличением скорости (снижением продолжительности) проходки. Возможно полное поглощение промывочной жидкости до потери циркуляции и провалы бурового инструмента («пролеты») до нескольких метров, характерные для закарстованных зон.

По данным стандартного комплекса ГИС кавернозно-трещинный коллектор не отмечается, как и трещинный, характерными для межзернового коллектора показаниями на кавернограмме и на диаграммах микрозондов. Существенными отличиями кавернозно-трещинного коллектора от трещинного являются: а) более высокая общая пористость, позволяющая вы делить его по значению  $K_{п.общ}$  среди более плотных вмещающих пород; б) характерное отличие значения  $K_{п.общ}$ , определяемого по данным НМ или ГГМ, и коэффициента пористости  $K_{п}^{AK}$ , определяемого по данным акустического метода. В таком коллекторе  $K_{п}^{AK}$  близко и существенно ниже  $K_{п.общ}$ . Эта закономерность проявляется тем четче, чем больше размеры пустот и расстояние между ними. Сопоставляя

значения  $K_{п.общ}$  и  $K_{п.АК}$  изучаемом разрезе, можно по данным стандартного комплекса методов пористости выделить кавернозно-трещинный коллектор по признаку  $K_{п.общ} > K_{п.АК}$  (рис. 3.6).

*Специальные исследования ГИС для выделения кавернозно-трещинного коллектора.* Все рассмотренные специальные ГИС и способы выделения трещинного коллектора применимы и для выделения кавернозно-трещинного. Кроме этого, для выделения и промышленной оценки кавернозно-трещинного коллектора проводят специальные исследования ГИС по программе «исследование - воздействие - исследование» («каротаж - воздействие - каротаж»).

Для выделения кавернозно-трещинного коллектора более эффективны другие модификации метода двух растворов.

1. Повторные замеры гамма-методом с закачкой в скважину после первого замера активированного радиоактивным изотопом (например, радоном) раствора - индикаторный метод по радону (ИМР).

2. Повторные замеры НГМ или ННМ-Т с закачкой в скважину после первого замера нейтронного меченого вещества - раствора, содержащего элемент с аномальными нейтронными характеристиками (например, хлор, бор, гадолиний).

3. Повторные исследования ИНМ с закачкой в скважину перед повторным исследованием раствора с повышенным содержанием хлора (увеличение концентрации NaCl или добавление в раствор HCl), бора или другого нейтронного меченого вещества.

В каждом из рассмотренных случаев при успешной реализации программы на диаграмме повторного замера в интервале кавернозно-трещинного коллектора фиксируют изменение показаний, амплитуда которых пропорциональна эффективной емкости коллектора, принявшего активированную жидкость.

Варианты «б» реализуют в следующих модификациях: «исследование - репрессия - исследование» («каротаж - давление - каротаж» (КДК)); «исследование - испытание - исследование» («каротаж - испытание - каротаж» (КИК)).

В первом случае перед вторым замером создают дополнительную репрессию, ускоряя формирование зоны проникновения, во втором - производят испытание аппаратом КИИ, создавая депрессию и вызывая расформирование зоны. В обоих



случаях обычно выполняют исследования БК или ИНМ; на диаграмме повторного замера фиксируют изменение показаний в интервале коллектора.

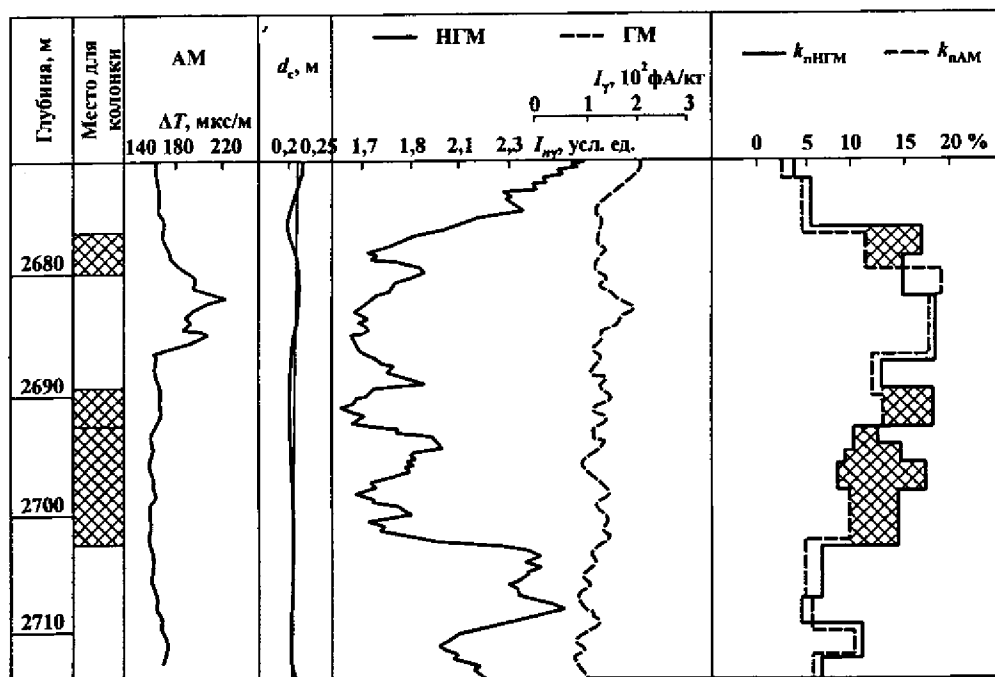


Рисунок 3.6 – Выделение сложных карбонатных коллекторов по результатам определения пористости нейтронным и акустическим методами.

Ядерно-магнитный метод выделяет кавернозно-трещинный коллектор аномалиями ИСФ. Для выделения трещинного коллектора ЯММ не пригоден, поскольку  $K_{п,эф} < 1\%$ , т.е. ниже уровня помех при определении ИСФ.

Выделение кавернозного коллектора и количественная оценка емкости каверн возможны при исследованиях ядерно-магнитным методом в сильном поле (ЯМТК).

### 3.2.3 Коллекторы смешанного типа

К этому типу относят коллекторы, в которых наряду с эффективной емкостью вторичных пустот - каверн, трещин - присутствуют эффективные межзерновые поры в проницаемой матрице. Такие коллекторы характеризуются обычно высокой общей пористостью и выделяются в разрезе по данным ГИС на основе тех же признаков, что и межзерновой коллектор.

Нами были проведены анализ геолого-промысловых данных и интерпретация и обработка геофизических исследований скважин 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. Выделение коллекторов производилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, МК, ПС, ДС, НГК, ГК, АК, БК, БКЗ) с учетом результатов опробования и испытания пластов по стандартным методикам и критериям описанных выше. Результаты выделения коллекторов показаны на схемах выделения коллекторов.

Разнообразие типов рифовых построек обусловило и огромное разнообразие слагающих их карбонатных пород и размещение пород-коллекторов. Коллекторы рифогенных толщ отличаются более высокими емкостно-фильтрационными показателями от пластов карбонатов в мелководношельфовых толщах. Объемы коллекторов порово-трещинного, каверно-порового типов в рифогенных массивах огромны. Природные резервуары с участием рифогенных построек также могут быть локального и зонального ранга. Они включают биостром или рифовый массив, перекрывающие мелководношельфовые пласты, включая первую истинную покрывку. Если резервуар включает коллекторские толщи лишь одной банки или одного барьерного рифогенного или комбинированного массива, - то его следует отнести к локальному рангу. Резервуары, включающие барьерные массивы, группы биостромов, а нередко несколько надрифовых мелководношельфовых пластов, - относятся к зональному рангу.

Природные резервуары с участием рифогенных толщ, особенно барьерных построек, отличаются огромными объемами коллекторских толщ, гораздо большими объемами толщ, из которых могут поступать углеводородные флюиды, значительно лучшими условиями для миграции углеводородов к ловушкам. Такие природные резервуары распространены в центральной части Печоро-Колвинского авлакогена, Центральнорейверской зоне, на севере Варандей-Адзвинской области, где расположены залежи рассматриваемого комплекса. Подавляющее же большинство залежей расположено в районах, соседствующих с распространением доманикоидных фаций франско-фаменского возраста. Основными зонами нефтегазонакопления являются площади распространения барьерных рифов ухтинско-раннефаменского и сирачойского возрастов. Подавляющая часть залежей приурочена либо к коллекторам верхней части рифовых массивов, либо к надрифовым карбонатным пластам.

Нами были подтверждены признаки выделения карбонатных построек в материалах сейсморазведки, по данным ГИС. Нами было установлено, что все ранее

предложенные критерии выделения карбонатных построек были подтверждены и отражены при анализе и интерпретации материалов в данной работе. По ряду месторождений этих рифовых зон нами проведен анализ материалов с использованием интерпретационного комплекса GeoSolver на предмет установления критериев выделения интервалов поглощения промывочной жидкости и их насыщения по данным ГИС, который иллюстрируется схемами выделения коллекторов.

ООО «Компания Полярное Сияние» принадлежат лицензии по месторождениям Дюсушевское, Восточно-Колвинское, Ардалинское, Ошкотынское, Центральнорейверское.

Восточно-Харьягинское нефтяное месторождение расположено в западной прибортовой части Хорейверской впадины в зоне ее сочленения с Колвинским мегавалом. Восточно-Харьягинская структура подготовлена к глубокому бурению в 1982г. сейсморазведкой МОГТ по горизонту III ( $D_3f_2$ ) – рифогенные отложения верхнего девона. Площадь введена в бурение в 1983г., месторождение открыто поисковой скв. 26 в 1985г., установившей залежь нефти в ловушке, приуроченной к структуре облекания ухтинского рифогенного массива (уровень ВНК на отметке - 3340м). Коллектора представлены чередованием плотных и проницаемых кавернозных, трещиноватых разностей известняка. Покрышкой для залежи служат глинисто-карбонатные отложения фаменского яруса.

Дюсушевское нефтяное месторождение приурочено к Южно-Кывтанскому куполу Дюсушевской структуры, располагающейся к северу от Восточно-Харьягинского месторождения. Дюсушевская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985г., имеет субмеридиональное простирание и осложнена двумя куполами – Южно-Кывтанским на севере и Северо-Диятынским на юге. Размеры Южно-Кывтанского купола по отражающему горизонту  $III_{fm_1}$  составляют 3,5х2,5 км, амплитуда 114 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 58 в 1987г. Месторождение открыто поисковой скважиной 58 в 1988г. При опробовании рифогенных известняков в эксплуатационной колонне получен фонтанный приток нефти. Залежь массивная, сводовая, приурочена к верхнедевонским отложениям, коллектора представлены пористо-кавернозными известняками (уровень ВНК принят на отметке -3273м). В наклонно-направленной

скважине 5 Дюсушевская в керне в интервале глубин 3590-3595 (а.о. -3246-3251м), отмечено нефтенасыщение по порам, трещинам и кавернам. Мы выяснили, что в интервале 3539-3645 м вскрыт задонский биостром. В интервале 3588-3600 м нами выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью (рис. 3.9). Выделенные коллектора, характеризуются сложным кавернозно-трещинным и кавернозно-поровым типами пор.

Восточно-Колвинское нефтяное месторождение расположено к 6 км к северо-западу от Дюсушевского нефтяного месторождения. Месторождение приурочено к одноименному поднятию Дюсушевской рифогенной структуры. Дюсушевская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985г., имеет субмеридиональное простирание и осложнена рядом куполов. Площадь введена в бурение в 1986г. скв. 50. Месторождение открыто в 1987г. скв. 50, установившей две залежи нефти в рифогенных отложениях верхнефранского яруса и карбонатных отложениях доманикового горизонта. При опробовании в эксплуатационной колонне из рифогенных известняков получен фонтанный приток нефти (условный ВНК принят на отметке -3983м.). В скважине 3-Восточно-Колвинская при забое 3533,16 м зафиксировано интенсивное поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции. В таких условиях был отобран керн в интервале 3537-3561 м. Проходка 18м, вынос керна 5м (27,7%). Керн в целом нефтенасыщенный. Нами был проведен анализ данной ситуации с комплексной интерпретацией промыслово-геофизических материалов. В интервале 3526-3602 м вскрыт задонский биостром. В интервале 3536-3542 м выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью (рис. 3.8). Выделенные коллектора характеризуются сложным кавернозно-трещинным и кавернозно-поровым типами пор.

Ардалинское нефтяное месторождение приурочено к Западно-Ошкотынской структуре, расположенной в км к северу от Восточно – Колвинской структуры. Структура выявлена и подготовлена по отражающему горизонту Шfm<sub>1</sub> сейсморазведочными работами МОГТ в 1986г. Размеры структуры по горизонту Шfm<sub>1</sub> составляют 5,5х3,0 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3270 м, амплитуда 130 м. Площадь введена в бурение в 1987г. параметрической скважиной 21, пробуренной в сводовой части структуры, при испытании в эксплуатационной колонне которой из интервала 3292-3320 м (а.о. 3206,9-3232,9 м) получен приток

нефти дебитом 283 м<sup>3</sup>/сут через 9 мм штуцер. При испытании поисковой скважины 46 в эксплуатационной колонне из интервала 3352-3380 м (а.о. 3257-3285 м) получена нефть дебитом 659,85 м<sup>3</sup>/сут через 21 мм штуцер. Залежь массивная, коллектора представлены известняками. Водонефтяной контакт установлен на отметке минус 3296 м. Выделенные коллектора, характеризуются сложным кавернозно-трещинным и кавернозно-поровым типами пор (рис. 3.7).

Сихорейское нефтяное месторождение приурочено у одноименной структуре, осложняющей Центральнорейверскую рифогенную зону, приуроченную к Колвависовской ступени Хорейверской впадины. Сихорейская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1986г. Размеры структуры по отражающему горизонту Шfm<sub>1</sub> составляют 14.0x2,5 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3010 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 1 в 1986г., где при испытании были получены фонтанные притоки нефти. Залежь массивная, приурочена к рифогенным отложениям верхнефранского яруса. Водонефтяной контакт установлен на гл.3123 м (а.о. -2996 м). Выделенные коллектора, характеризуются сложным кавернозно-трещинным и кавернозно-поровым типами пор.

Западно-Хоседаюское месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей Центральнорейверскую рифогенную зону, приуроченную к Колвависовской ступени Хорейверской впадины. Западно-Хоседаюская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985г. Размеры структуры по отражающему горизонту Шfm<sub>1</sub> составляют 25x1,5-6 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3000 м, амплитуда 54 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 3 в 1988г. По результатам бурения и опробования рифогенных карбонатах франского возраста открыта залежь нефти. Залежь массивная, сводовая, коллекторами служат кавернозные трещиноватые и поровые известняки франского яруса-верхнего девона.

Висовое нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре в пределах Центральнорейверской рифогенной зоны. Висовая структура представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания. По отражающему горизонту Шfm<sub>1</sub> – является структурой облекания рифогенных образований в отложениях верхнего девона. Размеры структуры по отражающему

горизонту  $\text{Шfm}_1$  по замкнутой изогипсе минус 3175 м равны 6.8x4.5 км, амплитуда 80 м. Площадь введена в бурение в 1989г. поисковой скважиной 2, открывшей в биогенных известняках фаменского возраста нефтяную залежь «D<sub>3</sub>f-I» массивного типа. При испытании в эксплуатационной колонне 3109-3116 м, 3124-3135 м (а.о.2977,2-2984,2 , 2992,2-3003,2 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 90 м<sup>3</sup>/сут через 9 мм штуцер. Коллекторами являются пористые известняки. Покрышкой служат терригенно-карбонатные отложения фаменского возраста. Водонефтяной контакт принят на отметке минут 3037 м. В скважине 14П Висовая при бурении с отбором керна на глубине 3084м (а.о. 2943м) зафиксировано частичное поглощение промывочной жидкости. КERN отобран в интервале 3074-3084,2м, проходка 10,2м, вынос – 10,2м (100%). Зафиксирована нефть в порах, трещинах и открытых кавернах. Нами была проведена интерпретация материалов ГИС. В интервале 3064-3203 м уверенно выделяется задонский биостром. В интервале 3023-3330 м вскрыт ухтинский барьерный риф. По разработанным нами критериям и данным проводки скважины уверенно выделяются два интервала поглощения промывочной жидкости на глубинах 3084-3089 м (а.о. 2943-2948 м), 3215-3218 м (а.о. 3079-3082 м). Выделенные коллектора показаны на рисунке 3.11 Коллектора, характеризуются сложным кавернозно-трещинным и кавернозно-поровым типами пор.

По ряду месторождений рассмотренной рифовой зоны нами проведен анализ материалов ГИС, который иллюстрируется схемами выделения коллекторов (рис. 3.7-3.11).

### **3.3 Особенности выделения карбонатных коллекторов в нижнепермских карбонатных постройках на примерах Колвинского и Кочмесского месторождений**

В различных частях провинции в пермско-каменноугольных отложениях, которые в той или иной мере можно отнести как связанные с рифами или биогермами, известны месторождения Южно-Шапкинское, Шапкинское, Лая-Вожское, Южно-Хыльчуйское, Харьягинское, Возейское, Усинское, Салюкинское, Варандейское, Торавейское, Лабоганское, Наульское, Междуреченское, Интинское и др. Но все месторождения открывались как связанные с антиклинальными структурами. В Печоро-Колвинском авлакогене нижнепермско-каменноугольные постройки очень широко распространены на Колвинском мегавале от Хыльчуйской до Харьягинкой







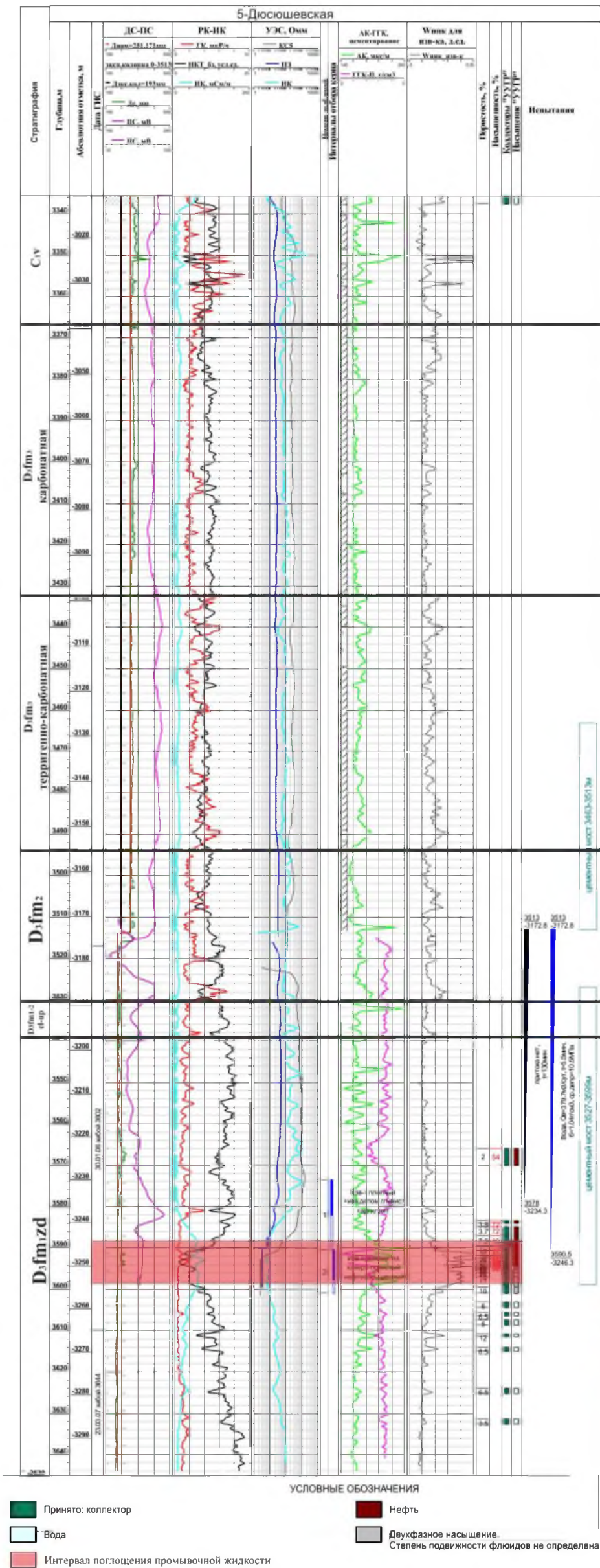


Рисунок 3.9 – Схема выделения коллекторов по скважине 5-Дюсюшевская (Терентьев С.Э., 2013)

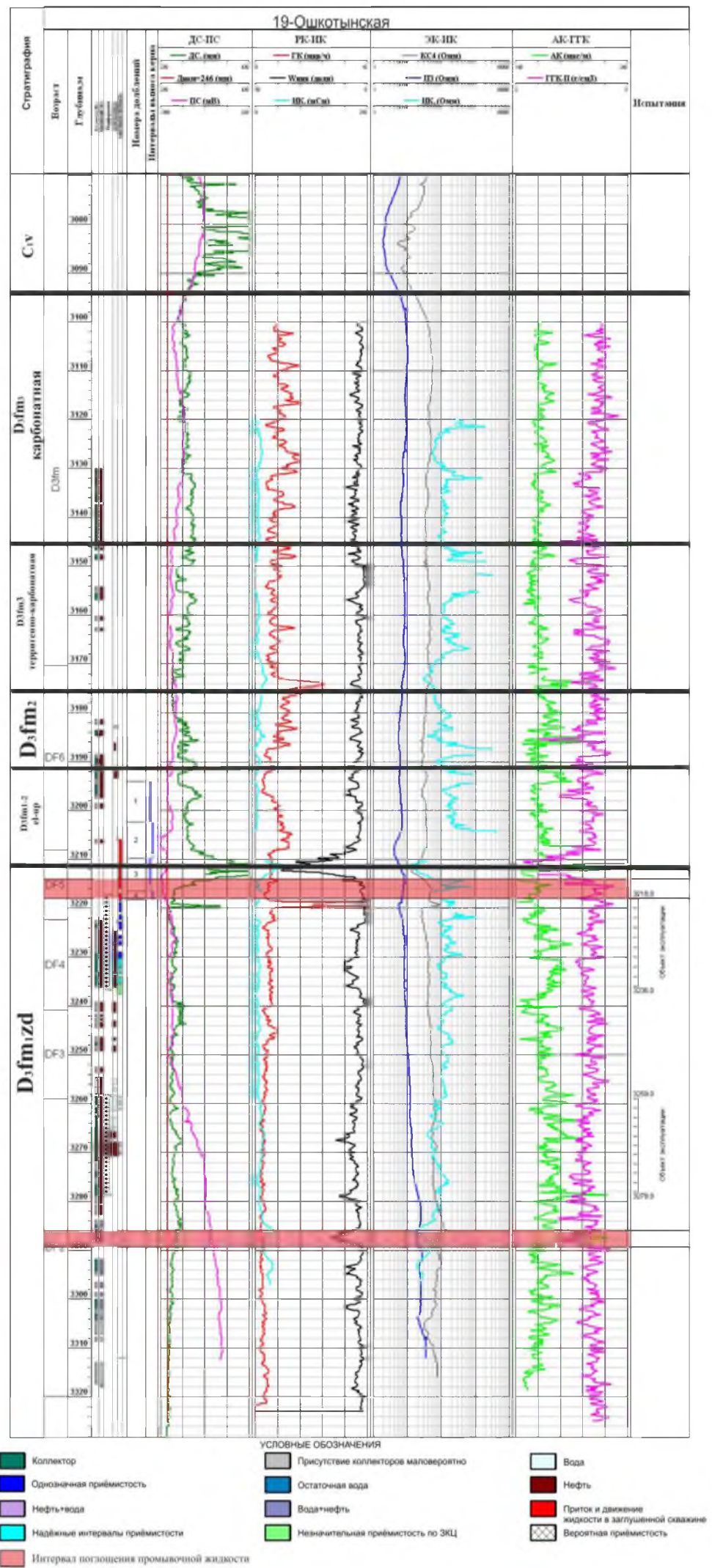


Рисунок 3.10 – Схема выделения коллекторов по скважине 19-Ошкотынская (Терентьев С.Э., 2013)







площадей. Они могут объединяться в линейные или изометричные формы, или локализоваться в виде небольших биогермов.

В северной части Хорейверской впадины сейсморазведкой МОГТ закартировано множество аномалий волнового поля, которые могут быть связаны с карбонатными постройками типа карбонатных банок. Аномалии достаточно четко проявляются в структурном плане ОГ Ia, обуславливая его высокую дифференциацию, а также в картах временных толщин интервала ОГ Ia -ОГ IIv и толщинах артинских отложений. Вместе с тем значительных скоплений УВ в рифовых объектах Хорейверской впадины до последнего времени выявлено не было, что объясняется рядом исследователей трехчленным строением резервуара и неблагоприятным соотношением амплитуды замкнутой структурной поверхности ОГ Ia и толщины перекрывающей ее промежуточной толщи.

В отличие от таких ситуаций на юге рассматриваемой территории на Сандивейской площади биогермные образования нижней перми промышленно нефтеносны. Биогермная природа отложений подтверждена литологией в разрезах скважин, а также волновым полем, наблюдаемым на временных разрезах сейсмических профилей (рис. 3.12).

Нами был произведен анализ геолого-геофизических данных по Колвинскому нефтяному месторождению, материалы по которому любезно предоставлены ОАО ТП НИЦ представительству ФГУП ВНИГРИ в Ухте.

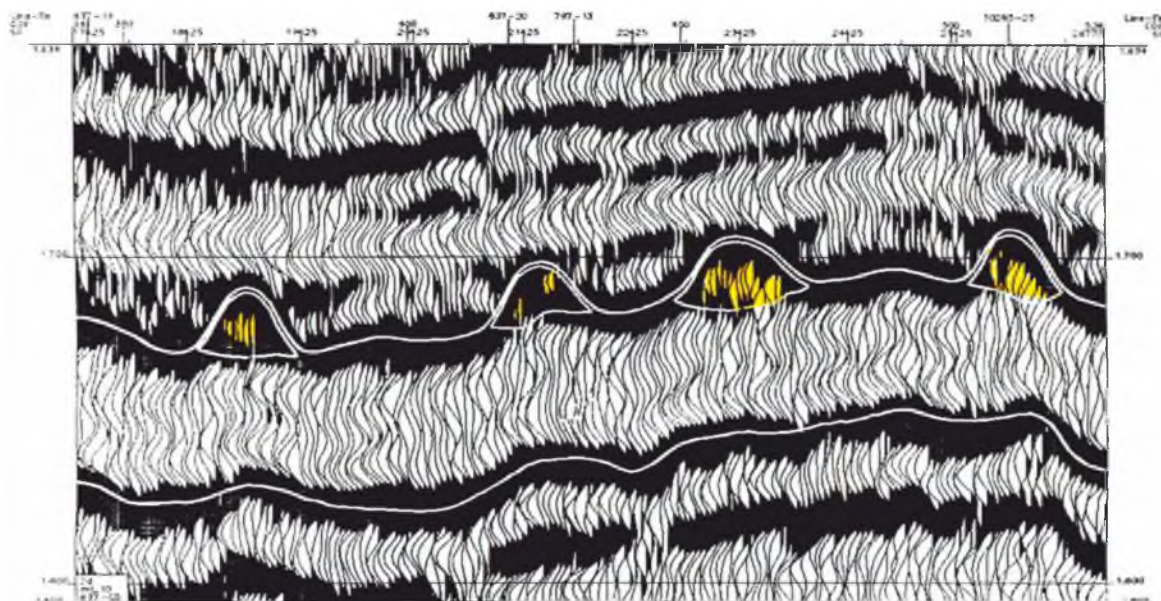


Рисунок 3.12 – Хорейверская впадина. Аномалия типа "риф" в нижнепермских отложениях на Сандивейском месторождении.

Колвинское нефтяное месторождение расположено в центральной части Хорейверской НГО и приурочено к карбонатным постройкам ассельско-сакмарского возраста, которые впервые выделялись на площади по данным сейсморазведки 2Д в виде аномалий сейсмической записи (рис. 3.13). После открытия на площади нефтяной залежи в отложениях нижнего девона была проведена сейсморазведка 3Д, по результатам которой были выполнены структурные построения по ОГ Ia+s в кровле карбонатов нижней перми.

Нефтяные залежи (рис. 3.14-3.15) в отложениях карбонатной перми были открыты при эксплуатационном бурении на залежь в отложениях нижнего девона. На месторождении при опробовании в процессе бурения скважины 1П из интервала 2050-2139 м (P<sub>1</sub>k+a+s) был получен приток бурового раствора с нефтью в объеме 6,0 м<sup>3</sup>, из интервала 2087-2319 м (P<sub>1</sub>a+s) – приток нефти в объеме 6,0 м<sup>3</sup>. В скважине 129 при опробовании в процессе бурения ассельско-сакмарских отложений из интервала 2485-2588,3 м получен газированный буровой раствор, сильногазированная нефть. При испытании в колонне из интервала 2401-2511 м после свабирувания и спуска ЭЦН получен приток жидкости (нефть+вода). В эксплуатационной скважине 130 в колонне при совместном испытании интервалов 2311-2344 м, 2350-2383 м, 2387-2415 м, 2419-2425 м, 2429-2437 м и 2438-2444 м зарядами был получен приток жидкости (нефть+вода), испытание проводилось на двух режимах: режим №1 - депрессия на пласт 20,9 МПа, дебит нефти составил 220 м<sup>3</sup>/сут, обводненность 35%; режим №2 - депрессия на пласт 20,3 МПа, дебит нефти составил 172 м<sup>3</sup>/сут, обводненность 35%.

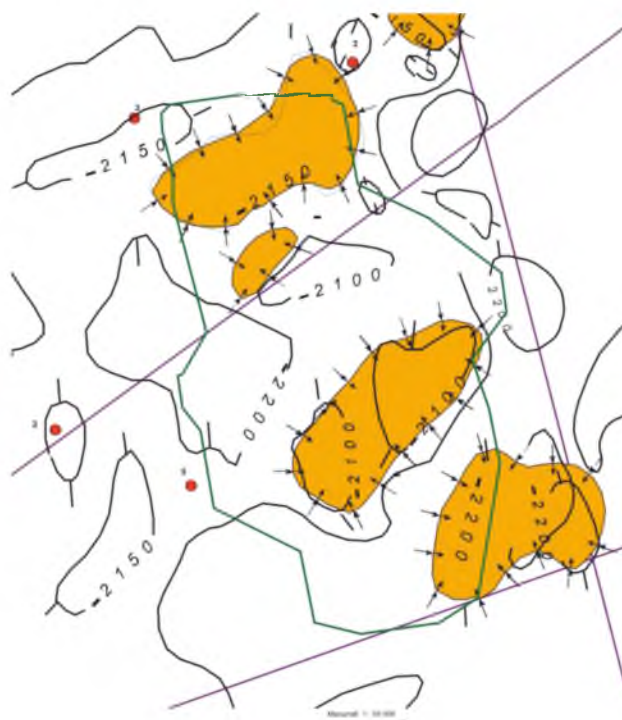


Рис. 3.13 - Аномалии сейсмической записи типа "риф" Колвинской площади, выделенные по данным сейсморазведки 2Д

По совокупности этих данных на месторождении был произведен подсчет запасов нефти. При анализе этих материалов, мы обратили внимание на особенности распределения нефтенасыщенных пород в скважинах и постройках, которые как показано ниже, расходятся с нашими представлениями.

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

На рисунках 3.16 показаны участки возможных неучтенных нефтенасыщенных коллекторов в кровельной части нижнепермской карбонатной постройки, где эффективная толщина коллекторов по скважине 1П может увеличиваться на 1 м, по скважине 120 на 4 м, по скважине 130 на 7,5 м, по скважине 129 на 5,5 м, по скважине 20 на 6,5 м, по скважине 65 на 0,5 м.



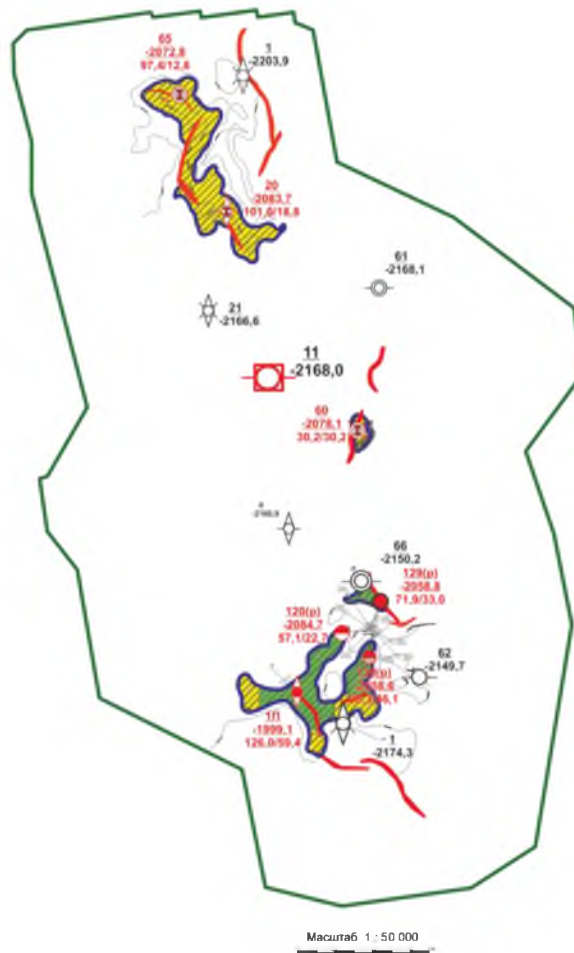


Рис. 3.14 - Нефтяные залежи в карбонатах нижней перми Колвинского месторождения

Как видно из сопоставления выделенных по скважинам коллекторов залежи, в южной части месторождения в районе скважин 1П, 129,130 наблюдается значительное увеличение эффективных нефтенасыщенных толщин, а соответственно прирост запасов углеводородов.

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.

Как видно из сопоставления, в скважинах поднимется кровля проницаемых карбонатов до кровли ассельско-сакмарской карбонатной постройки (рис. 3.17-3.18).

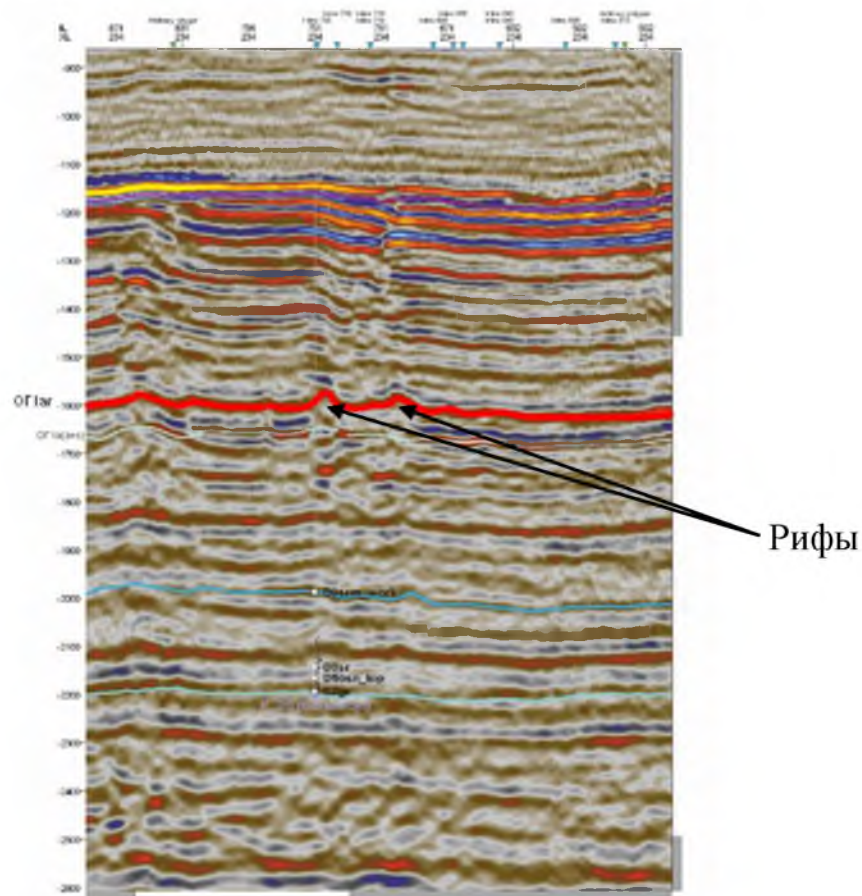


Рис. 3.15 - Временной разрез по линии XL234 Колвинского месторождения

На основании проведенного анализа нами рекомендуется для уточнения насыщения выделенных коллекторов перфорировать и опробовать в скважине 120 в интервале 2376-2386 м, в скважине 130 в интервале 2313-2326, в скважине 129 в интервале 2402-2418 м, в скважине 20 в интервале 2176-2204 м. Так же рекомендуется уточнить фильтрационно-емкостные свойства выделенных в этих интервалах коллекторов.

Чтобы оценить весь полигон 3Д Колвинского месторождения на предмет возможного наличия других залежей в карбонатах нижней перми мы проанализировали структурный план всего месторождения (рис. 3.17) и выяснили, что по ОГ 1a+s существуют приподнятые участки, расположенные выше принятых уровней подсчета на отметках минус 2120 м. Некоторые из приподнятых участков размещаются в контурах аномалий типа "риф", закартированных сейсморазведкой 2Д. На этом основании мы предполагаем владельцам месторождения провести дополнительный анализ материалов для доразведки залежи.



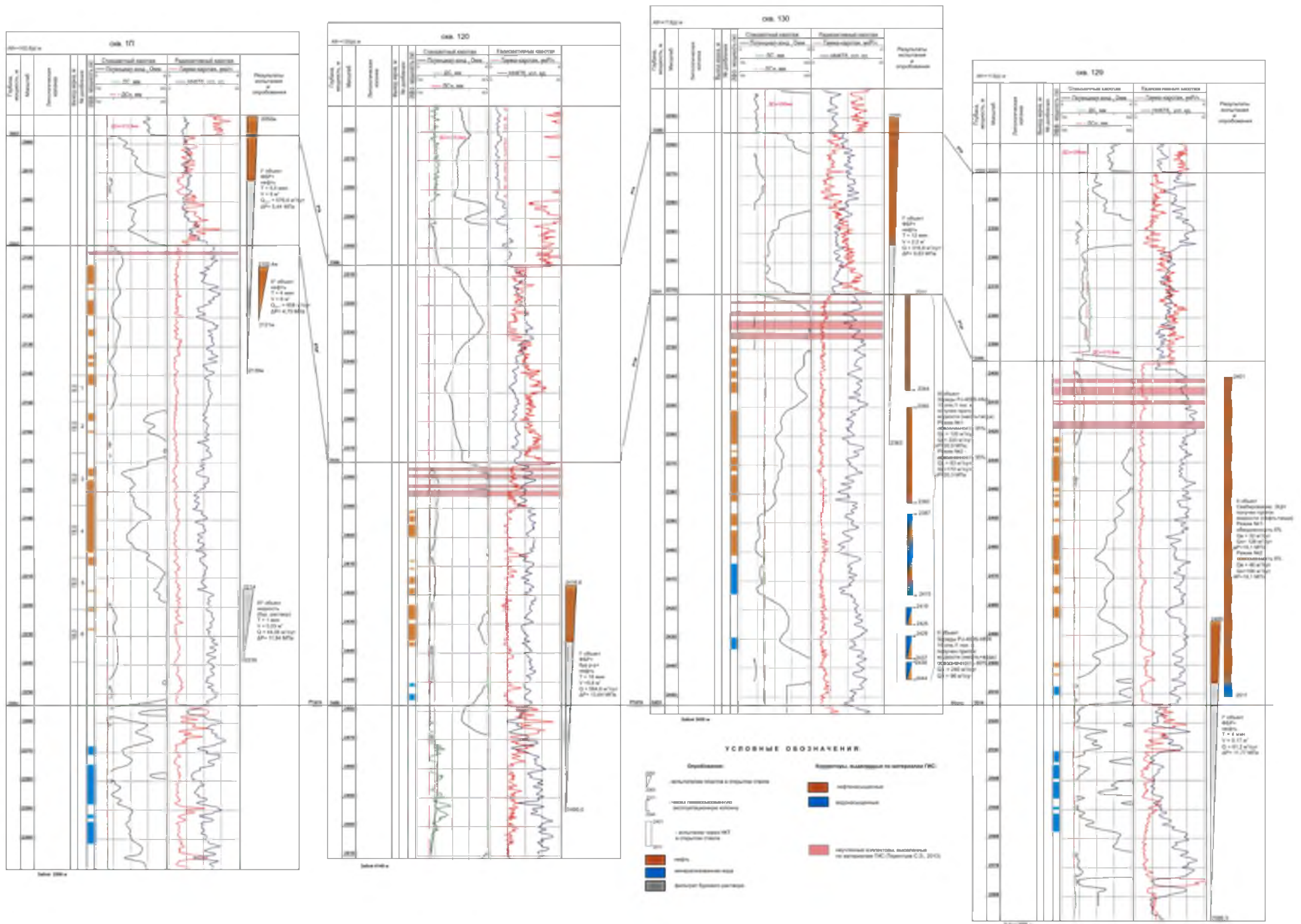


Рис. 3.16 - Схема сопоставления нижнепермских отложений по скважинам 1П-120-130-129 Колвинские, с выделением нефтенасыщенных коллекторов

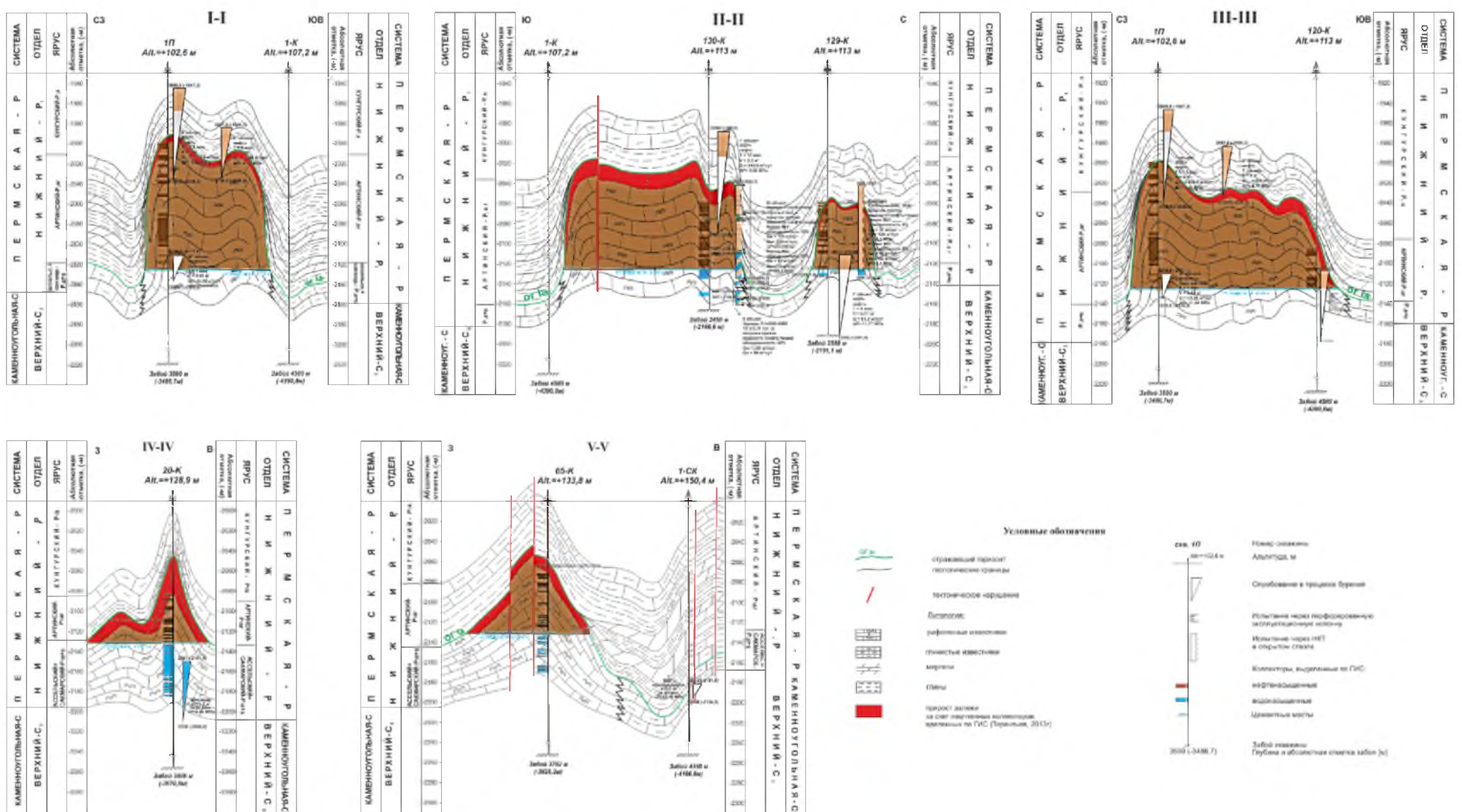


Рис. 3.17 - Геологические профили по линиям I-I, II-II, III-III, IV-IV, V-V (с выделением дополнительно выделенных нефтенасыщенных коллекторов)



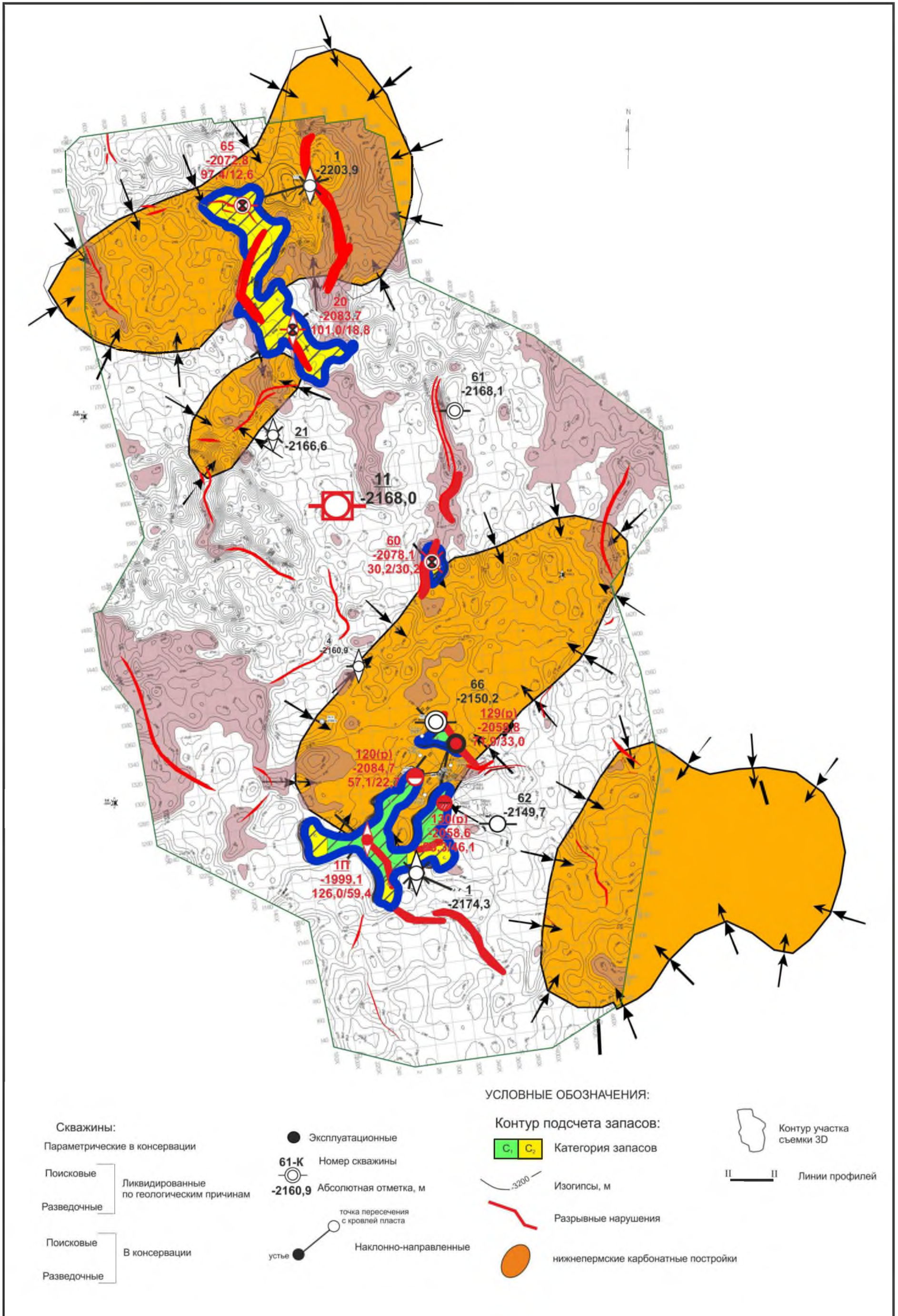


Рис. 3.18 - Перспективы прироста запасов в пределах Колвинского месторождени

Некоторые элементы строения построек в Косью-Роговской впадине предлагается рассмотреть на примере Кочмеского месторождения.

Перспективность на нефть и газ Кочмесской структуры рассматривается со времени ее выявления. В поисковое бурение Кочмесская площадь введена в 1976 году. При опробовании глубокой скважины №3 испытателем пластов КИИ-146 в процессе бурения получены притоки нефти из терригенно-карбонатных отложений артинского возраста. При этом бурение поисковой скважины №3 было временно приостановлено с забоем на глубине 1747м и с ее основания забурена наклоннонаправленная скважина №11 с проектной глубиной 2000м. При опробовании в скважине №11 терригенно-карбонатной пачки артинского яруса в интервале 1590-1467,7м открытым стволом получен приток нефти с дебитом перелива  $4,5\text{м}^3/\text{сут}$ . Для разведки выявленной в артинских отложениях залежи в период с 1977 по 2010г.г. было пробурено еще 10 скважин (12-19, 100, 106). Притоков нефти или газа из них получить не удалось. Значимым результатом бурения стали литолого-стратиграфические исследования пермских отложений, проведенные в 1981г. Г.А. Иоффе и В.И. Ерёменко, которые показали на Кочмесской площади на основе изучения кернового материала, шлама, использования диаграмм ГИС (ПС, КС, кавернометр, ГК и НГК) в карбонатных отложениях ассельско-нижнепермского разреза наличие рифов и вмещающих их отложений.

Поисковые и детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д проводились на Кочмесской площади в период 1980-1985гг. с целью выявления, подготовки объектов для опробования, для уточнения строения палеозойских отложений, показавших продуктивность в скважине 3/11-Кочмес. В результате этих работ в нижнепермской части разреза были выявлены и закартированы аномалии сейсмической записи, отождествленные с рифовыми постройками (рис. 3.19).

Очередной интерес к рифам Кочмесской площади возник после получения результатов сейсморазведочных работ, проведенных ООО НК «Союз», отчет о которых составлен А.Л. Федотовым (2009 г.). В результате обработки материалов были получены временные разрезы, на которых очень уверенно отобразились элементы рифовых построек (рис. 3.20), имеющих в плане на структурной карте по ОГ Ias ( $P_{1a+s}$ ) в кровле ассельских отложений дугообразную форму. В пределах



дуги рифовая постройка имеет четыре локальных вершины, на одной из которых пробурены скважины № 5, 19 – Кочмес. Рифы, прежде всего, интересуют нас в качестве резервуаров с лучшими фильтрационно–емкостными свойствами, поэтому нами были целенаправленно проанализированы промыслово-геофизические материалы по скважинам 5, 19, 100 Кочмес попавшими в четкую рифовую аномалию в интервале артинско-ассельских отложений, на предмет выделения коллекторов [43].

Нами проинтерпретированы разрезы артинско-ассельских отложений скважин 19, 5 и 100 Кочмес. Обработка и интерпретация ГИС 19, 5 и 100 скважин проводилось в автоматизированном виде с применением системы “Geo Office Solver” (рис. 3.21). Выделение коллекторов производилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, ПС, ДС, НГК, ГК, АК) по стандартным методикам и критериям: диаметр скважины примерно равный или меньше номинального; относительно низкие показания ГК и средние значения НГК; отрицательные амплитуды кривой ПС; превышение показаний МПЗ над МГЗ; радиальное изменение сопротивления по показаниям БКЗ. Коэффициент общей пористости коллекторов определялся по НГК методом условных единиц с учетом поправок за ГК, диаметр скважины. Определение коэффициента пористости породы по данным акустического каротажа основано на решении уравнения среднего времени [26, 52]. Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по БКЗ и индукционному каротажу с использованием данных опробования и испытания скважин.

В результате комплексных исследований скважины установлены интервалы залегания перспективных коллекторов. В 19 и 5 скважинах также выделены нефтенасыщенные коллектора вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1640-1680, в которых предполагается по интерпретации данных сейсморазведки и ГИС наличие биострома.

В ходе интерпретации ГИС и составления литолого-фациального профиля (рис. 3.22) выше по разрезу вблизи кровли артинских отложений были выделены песчаные коллектора с предположительным нефтенасыщением в скважинах 14, 5, 12 и водонасыщенные – в скважине 15. Залежь уверенно выделяется на материалах ГИС в скважинах 14, 5, 12 и 15 Кочмесского месторождения. Покрышкой служат

плохопроницаемые глинисто-терригенные породы позднеартинско-кунгурского возраста.

Новая скважина 100-Кочмес была закончена бурением без получения притока нефти, хотя, с нашей точки зрения, в ней имеются перспективные интервалы. Нами был проинтерпретирован разрез нижнепермских отложений скважины на предмет выделения коллекторов и их насыщения, особенно в зоне поглощения бурового раствора. Обработка и интерпретация ГИС скважины 100 проводились в автоматизированном виде с применением системы “Geo Office Solver” (рис. 3.23). Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по петрофизическим зависимостям  $P_n=f(K_B)$ ,  $P_n=f(K_n)$ , полученным на этом месторождении в других скважинах.

В результате в скважине были выделены нефтенасыщенные породы в интервале 1506-1628м (пачка  $P_{1a_1}^2$ ). В этих отложениях получена нефть в скважине 3-Кочмес, где, видимо, вскрыта залежь нефти в карбонатных отложениях артинского яруса высотой до 140 м. При опробовании этого интервала в скважине 100-Кочмес притока не было получено, что можно объяснить некачественным его проведением. В скважине 100 ниже по разрезу водонасыщенные коллектора выделены вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1720-1756м, водонасыщенные коллектора выделяются в ассельских зарифовых отложениях в интервале 1780-1840м. В средней части ассельских отложений скважина 100-Кочмес вскрыла в интервале 1877-1930м также водонасыщенные коллектора.

В нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка. Здесь в подошвенной части при бурении с отбором керна (рис. 3.23) в интервале 2013.01-2013.81м произошла полная потеря циркуляции из-за катастрофического поглощения промывочной жидкости дебитом  $9 \text{ м}^3/\text{час}$ . При испытании интервала 2000-2023м был получен приток пресной воды  $Q_{\text{расч}}=1249 \text{ м}^3/\text{сут}$  плотностью  $1.01 \text{ г/см}^3$ , что указывало на наличие высокопроницаемого водонасыщенного коллектора.

Такой результат испытания должен показаться неожиданным, так как в расположенной в 50м скважине 3-Кочмес с этого уровня из пачки  $P_{1a_1}$  при опробовании интервала 2013,5-2058,8м был получен приток сильно газированной нефти объемом  $12,4 \text{ м}^3$  за 1 час. При проведенной нами переинтерпретации ГИС

зона поглощения промывочной жидкости была определена как нефтенасыщенная (Кп=29%, Кн=80%).

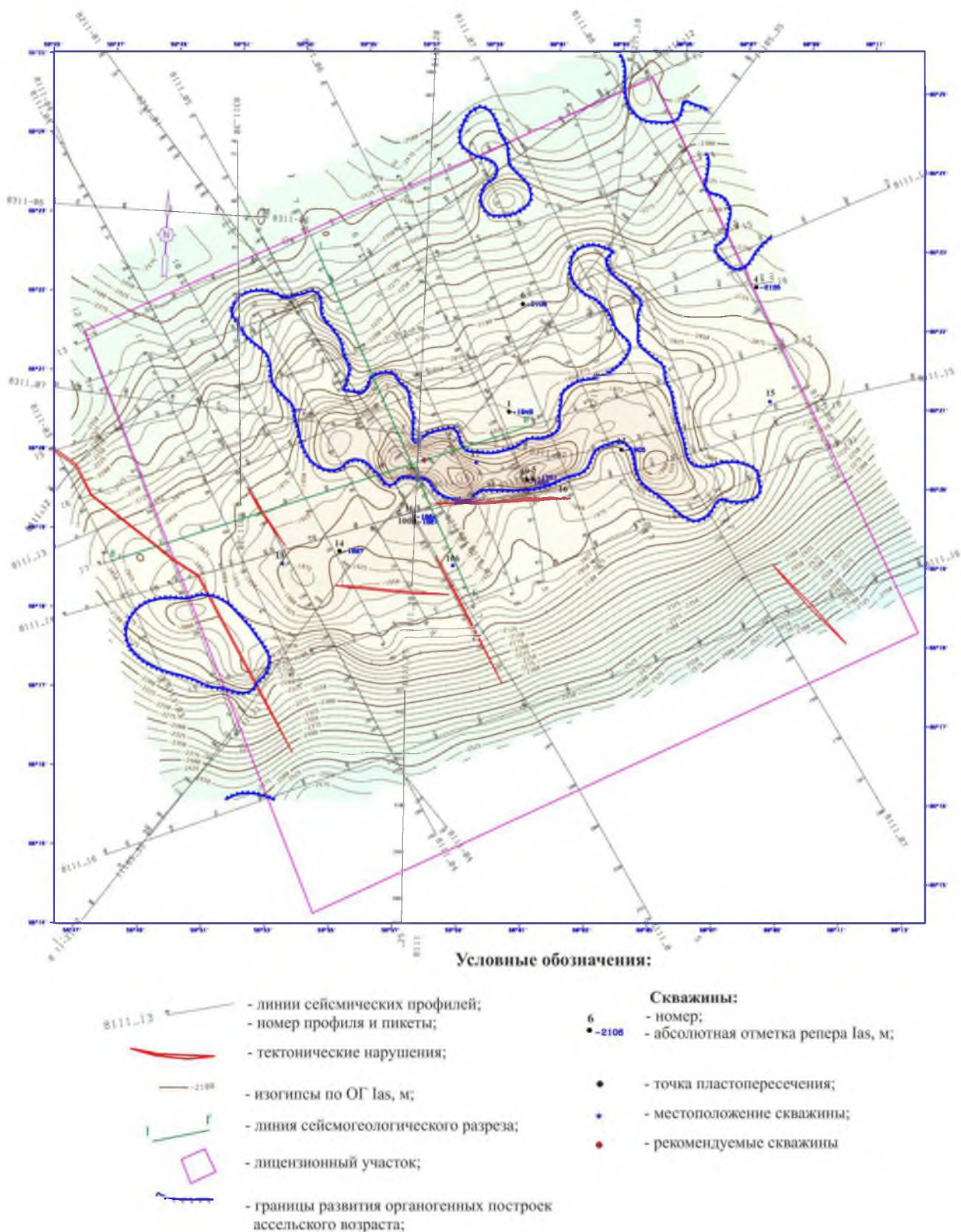
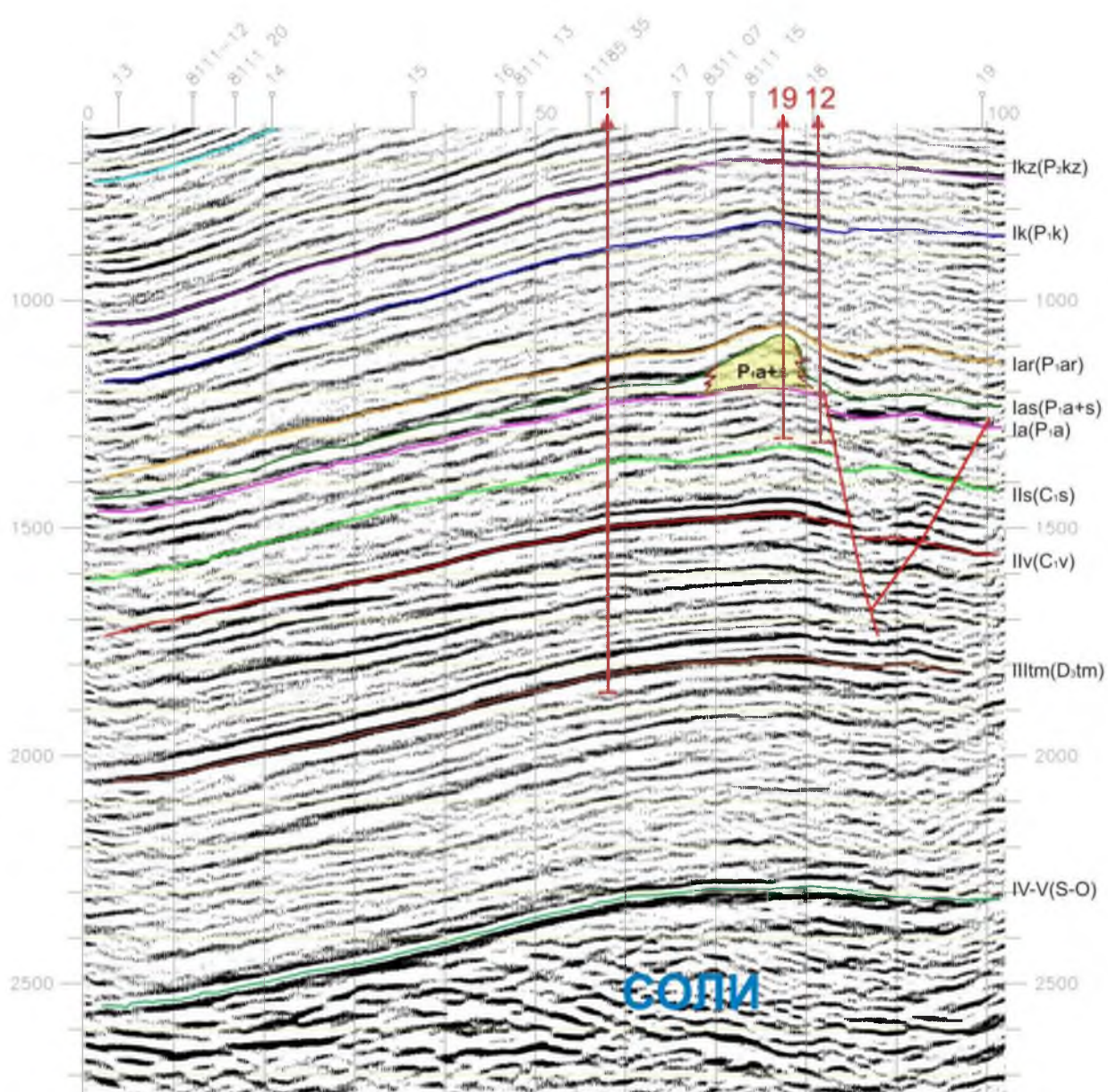


Рис. 3.19 – Карбонатные постройки нижней перми Кочмесской площади на структурной карте по ОГ Ias (P1a+s) в кровле ассельских отложений (Федотов А.Л., 2009г., по материалам ООО НК «Союз»)





Условные обозначения:




- |   |   |                           |
|---|---|---------------------------|
| lar(P,ar) - Отражающий горизонт   | 19  | - Скважина                |
|  - Рифовая постройка |  |                           |
|   |  | - Тектоническое нарушение |

Рис. 3.20 - Выделение карбонатных построек раннепермского возраста в сейсмическом волновом поле (профиль 5) (Федотов А.Л., 2009г.)









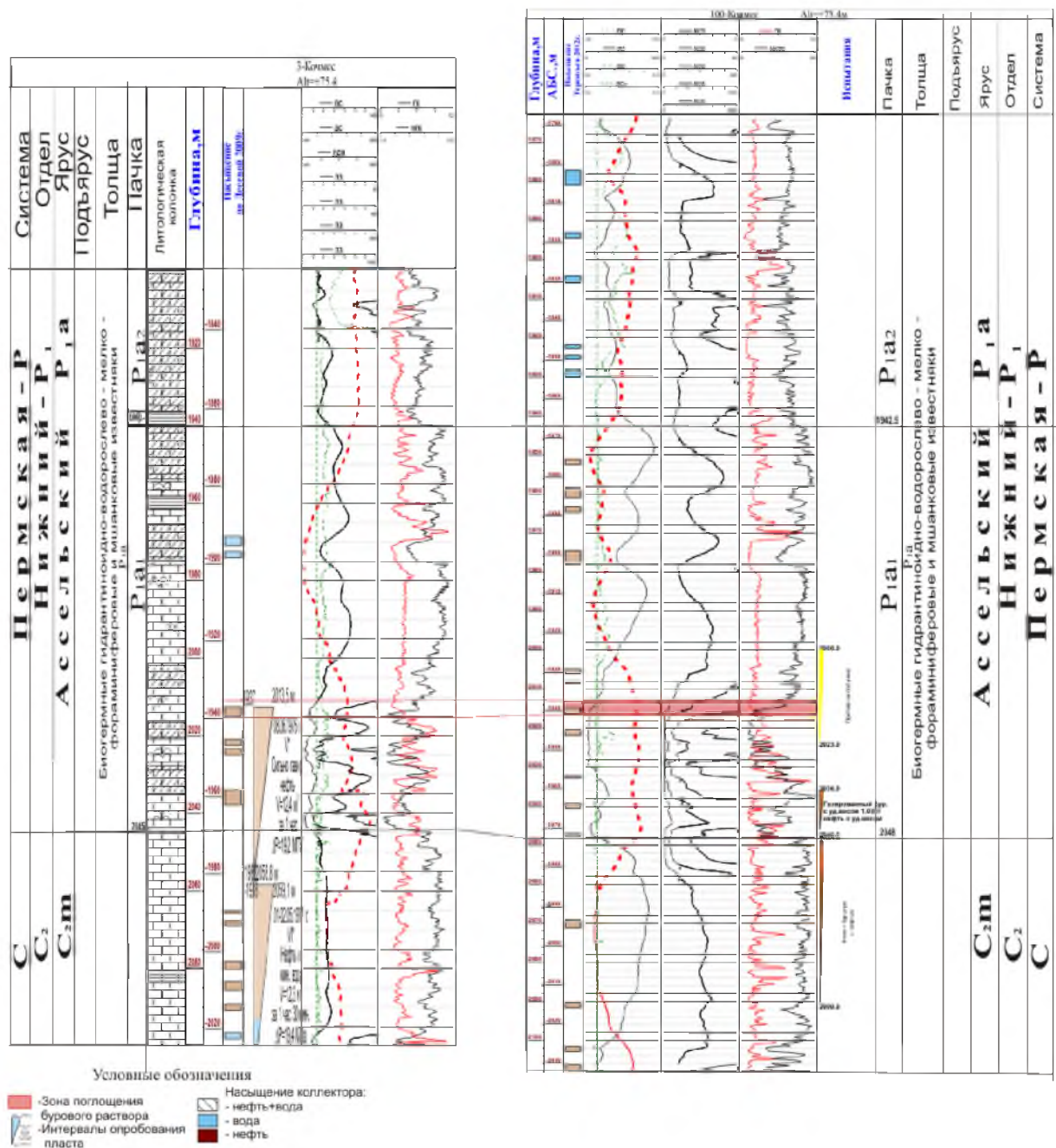


Рис. 3.23 - Схема корреляции нижнепермских отложений в скважинах 3 и 100 Кочмесского месторождения (Терентьев С.Э., 2012г.)

## **4 ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ФЛЮИДАМИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОСТРОЙКАХ ПО ДАННЫМ ГИС**

Задача определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатном разрезе чрезвычайно важна, особенно на стадии проводки скважины при оперативной интерпретации и выдаче рекомендаций на испытание и опробование интервалов. Для ее решения необходимо рассматривать особенности определения насыщения и пористости в карбонатном разрезе.

История изучения карбонатов насчитывает десятки лет, в Тимано-Печорской провинции 50 лет со времен Вуктыла. Вопросами определения пористости и насыщения карбонатных коллекторов занимались в провинции и стране 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. При этом вопрос определения пористости и насыщенности зон поглощения промывочной жидкости является менее изученным, поскольку данную зону обычно не рассматривают в качестве емкости для флюидов, т.к. сложно выделять в ней коллектора и сложно учитывают при подсчете запасов углеводородов. Мы же в данной работе настоятельно рекомендуем не только выделять данные зоны как коллекторы, но и оперативно определять их насыщенность.

### **4.1 Определение пористости по данным электрического и электромагнитного каротажей**

Удельные электрические сопротивления продуктивных ( $\rho_n$ ) и водоносных ( $\rho_{en}$ ) карбонатных пластов, не затронутых проникновением, и удельные электрические сопротивления их промытой зоны ( $\rho_{nz}$ ), и зоны проникновения ( $\rho_{zn}$ ), определяемые по данным ЭК и ЭМК, могут быть использованы для определения пористости межзерновых (гранулярных) коллекторов, а также для оценки емкости трещинных и трещинно-каверновых коллекторов [81].

Удельное сопротивление  $\rho_{zn,m}$  зоны проникновения трещинного коллектора с непроницаемой матрицей, измеренное в скважине, пробуренной на водной ПЖ, определяется выражением:



$$\rho_{\text{злт}} = \frac{P_{\text{п,м}}\rho_{\text{в}}}{AK_{\text{п,т}}P_{\text{п,м}}\left(\frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ф}}}\right)+1} \quad (4.1)$$

где  $P_{n,m}$  - коэффициент относительного сопротивления непроницаемой гидрофильной матрицы, определяемый соотношением  $P_{n,m} = aK_{n,m}^{-m} \rho_{\text{в}}$  - удельное сопротивление пластовой воды, насыщающей поры матрицы;  $A$  - коэффициент, значение которого изменяется от 0,5 до 1 и определяется ориентацией трещин по отношению к оси скважины;  $\rho_{\text{ф}}$  - удельное сопротивление фильтрата ПЖ, заполняющего трещины в зоне проникновения.

При вскрытии трещинного коллектора на минерализованной ПЖ, минерализация которой близка или равна минерализации пластовых вод и, следовательно,  $\rho_{\text{ф}} \approx \rho_{\text{в}}$ , выражение (4.1) упрощается:

$$\rho_{\text{злт}} = \frac{P_{\text{п,м}}\rho_{\text{в}}}{AK_{\text{п,т}}P_{\text{п,м}}+1} \quad (4.2)$$

Решая уравнение (4.2) относительно  $K_{n,m}$ , получим

$$K_{n,m} = \frac{1}{A} \left( \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{зн,м}}} - \frac{1}{P_{n,m}} \right) = \frac{\rho_{\text{в}}(\rho_{n,m} - \rho_{\text{зн,м}})}{A\rho_{\text{зн,м}}\rho_{n,m}} \quad (4.3)$$

Для расчета  $K_{n,m}$  согласно (4.3), необходимо выполнить следующее: 1) установить по материалам комплекса ГИС интервал, представленный трещинным коллектором; 2) определить  $\rho_{\text{зн,м}}$  по данным электрического каротажа; 3) рассчитать  $\rho_{n,m}$  по формуле  $\rho_{n,m} = \rho_{\text{в}}K_{n,m}^{-m}$ , используя соответствующую изученным отложениям петрофизическую связь между  $P_n$  и  $K_n$  значение общей пористости  $K_n$ , найденное по другим видам ГИС, вместо значения  $K_n$ . При отсутствии надежных данных об ориентации трещины выдаются крайними значениями  $A=0,5$  и  $A=1$ , а также значением  $A=0,67$  для хаотической системы трещин. Таким образом, находят максимальное (при  $A=0,5$ ), минимальное (при  $A=1$ ) и наиболее вероятное при ( $A=0,67$ ) значения  $K_{n,m}$ .

Идеальной моделью трещинно-кавернового коллектора является порода с непроницаемой матрицей, которая содержит случайно распределенные в ее объеме каверны и хаотически расположенные трещины, причем так, что каждая каверна сечется хотя бы одной трещиной [55]. При этих условиях вся емкость, обусловленная кавернами и трещинами, образует единую фильтрационную систему, а коэффициент эффективной пористости  $K_{n,\text{эф}} = K_{n,k} + K_{n,m}$

При бурении на пресной ПЖ удельное сопротивление  $\rho_{zn\ mk}$  зоны проникновения трещинно-кавернового коллектора будет равно:

$$\rho_{zn,mk} = \frac{\rho_{zn,m} \cdot (1 - K_{n,k}) + (2 + K_{n,k}) \cdot \rho_{\phi}}{\rho_{zn,m} \cdot (1 + 2 \cdot K_{n,k}) + 2 \cdot (1 - K_{n,k}) \cdot \rho_{\phi}} \cdot \rho_{zn,m} , \quad (4.8)$$

Где  $\rho_{zn,m}$  вычисляется по формуле (4.1).

При выполнении работы на примере скважин Центрально-Хорейверского поднятия проведены определения пористости с использованием программного пакета интерпретации и обработки ГИС «Geo Office Solver». Результаты определения пористости по электрическим методам ГИС представлены в таблице 4.1, желтым подсвечен интервал поглощения промывочной жидкости.

Таблица 4.1 – Результаты определения пористости по ЭК в скважине 3 Восточно-Колвинская (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подолва	Дс	ПЗ	БК	Рез	ГК	НГК	УЭСпл	Дз	КпННКп	КпЛТ	КпУЭС
3 489,9	3 494,00	0,18	13,30	58,31	0,10	3,36	2,07	2,64	5,00	0,12	0,07	0,05
3 536,4	3 542,50	0,27	190,89	205,00	3,05	1,57	1,66	12,57	15,00	0,39	0,18	0,13
3 551,7	3 561,40	0,20	111,00	388,98	2,35	0,58	2,79	18,65	5,39	0,03	0,03	0,03
3 566,9	3 571,40	0,20	85,42	372,71	2,11	0,76	2,22	10,15	5,02	0,07	0,06	0,06
3 572,6	3 574,80	0,20	79,22	374,24	2,21	0,85	2,70	12,50	2,00	0,06	0,03	0,03
3 576,5	3 578,30	0,20	74,79	394,90	2,06	1,05	2,43	12,30	8,00	0,07	0,06	0,03
3 585,1	3 586,40	0,20	62,15	339,98	0,39	0,93	2,58	9,00	2,00	0,05	0,05	0,03
3 589,4	3 590,90	0,20	66,04	410,23	0,43	0,88	3,01	7,56	4,13	0,04	0,03	0,02

Из таблицы можно увидеть, что пористость, найденная по данным электрического каротажа, действительно отражает пористость матрицы и пор коллектора, в самой же зоне поглощения она достаточно велика.

#### 4.2 Определение пористости по данным акустического каротажа

Для определения  $K_n$  на ранних этапах разведки залежи, а также для месторождений с небольшими запасами предложен ряд зависимостей между  $K_n$  и  $\Delta t$ , полученных на основе анализа и обобщения экспериментальных и теоретических исследований. Из них наиболее известны зависимости для крепких, неглинистых, насыщенных водой, цементированных пород с межзерновой пористостью, которые при значительном содержании в порах свободных (несвязанных) флюидов характеризуют дифференциально упругие среды с несовершенной связью между фазами (минеральным скелетом породы и флюидом в порах).

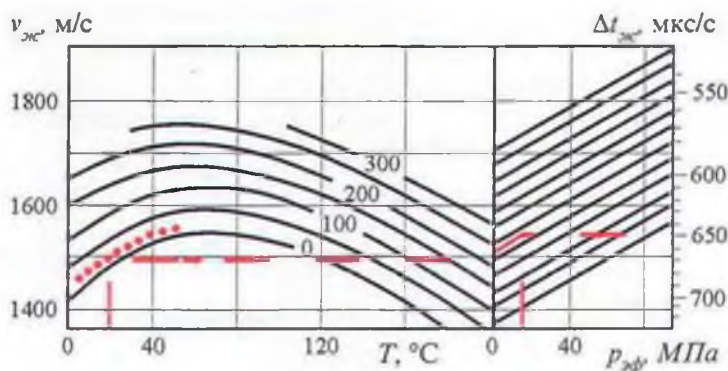
Наиболее простой (линейный) вид (рис. 4.2) имеет так называемое уравнение среднего времени [37]:

$$\Delta t = \Delta t_{ск}(1 - K_n) + \Delta t_{жс}K_n \quad (4.9)$$

где  $\Delta t_{ск}$  - интервальное время продольной волны в идеализированной непористой моно- или поликристаллической породе,  $\Delta t_{ж}$  - то же в поровой жидкости (воде).

В большинстве случаев используют усредненные значения  $\Delta t_{ск}$  и  $\Delta t_{ж}$ , обеспечивающие определение пористости с абсолютной погрешностью  $\Delta K_n$ , не превышающей  $\pm 2\%$ . Для основных породообразующих минералов  $\Delta t_{ск}$  принимает значения 155 мкс/м в кальците, 142 мкс/м в доломите, 164 мкс/м в ангидрите, 171 мкс/м в гипсе, 170 мкс/м в кварце и 221 мкс/м в галите. Значения интервального времени  $\Delta t_{ж}$  определяются упругими свойствами жидкости в зоне проникновения, размеры которой обычно превышают глубинность исследования АК, и составляют 580 мкс/м при бурении скважин на высокоминерализованной промывочной жидкости ( $C_e > 130$  г/л) и  $610 \pm 15$  мкс/м - на низкоминерализованной жидкости [57].

Для зоны проникновения  $\Delta t_{ж}$  находят также по номограммам, учитывающим изменение скорости распространения упругой волны в воде в зависимости от ее минерализации, температуры и давления (рис. 4.1).



Шифр кривых –  $C_v$ , г/л.

Рисунок 4.1 – Номограмма для определения интервального времени  $\Delta t_{ж}$  и скорости  $v_{ж}$  в пластовой воде при известных минерализации ( $C_v$ ), давлении ( $p_{эф}$ ) и температуре ( $T$ , °C) жидкости

При одинаковой величине общей пористости условия распространения упругой волны в породе зависят от наличия в ней каверн и трещин. Упругая волна дифрагирует на отдельно расположенных кавернах (огибает их), поэтому значение ее скорости распространения в кавернозной породе будет большим, а значение  $\Delta t$  меньшим, чем рассчитанные по уравнениям 4.9 - 4.12.

При выполнении работы на примере скважин Центрально-Хорейверского поднятия проведены определения пористости с использованием программного

пакета интерпретации и обработки ГИС «Geo Office Solver». Результаты определения пористости по акустическому каротажу представлены в таблице 4.2, желтым подсвечен интервал поглощения промывочной жидкости.

Таблица 4.2 – Результаты интерпретации данных ГИС по скважине 14-П Висовая (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подшва	Дзп	ДГРп	БКп	КпННКтп	КпДТ
3082,00	3082,90	--	191,49	16,75	0,17	0,08
3085,10	3090,70	10,51	195,07	11,04	0,30	0,09
3090,70	3092,60	4,11	179,82	19,55	0,11	0,06
3094,70	3096,20	4,71	172,80	10,68	0,10	0,04
3105,70	3106,70	2,00	163,84	333,25	0,04	0,02
3121,30	3122,50	2,00	170,79	12,80	0,10	0,04
3124,70	3126,50	6,77	168,87	24,11	0,09	0,03
3134,10	3149,10	7,62	200,74	5,63	0,20	0,10
3149,90	3150,90	10,03	182,89	6,32	0,14	0,06
3152,10	3153,40	2,21	201,64	2,14	0,18	0,10
3156,00	3157,80	4,84	188,23	2,96	0,17	0,07
3159,30	3160,70	2,25	200,06	2,38	0,21	0,10
3162,70	3200,50	4,92	199,34	2,67	0,20	0,10
3215,10	3218,80	8,53	213,15	1,19	0,23	0,13
3221,80	3224,30	4,93	205,20	1,03	0,25	0,11
3225,80	3229,90	2,20	192,17	2,97	0,19	0,08
3233,60	3239,60	6,67	193,96	2,78	0,21	0,09
3242,60	3243,80	9,07	195,70	1,27	0,17	0,09

Из таблицы 4.2 видна разница пористости определенной через акустический каротаж и через нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам. Разница заключается в том, что пористость по АК меньше пористости по ННКт, это говорит о том, что в коллекторе имеются не только трещины и поры, но и каверны, а о том какую долю составляют каверны, мы узнаем из их разницы.

#### 4.3 Определение пористости по данным стационарных нейтронных видов каротажа

Стационарный (интегральный) нейтронный каротаж (НК) основан на облучении горной породы и скважины потоком быстрых нейтронов от ампульного источника и измерении потоков вторичного излучения - надтепловых и тепловых нейтронов или вызванного гамма-излучения. В зависимости от типа энергии регистрируемого излучения различают несколько модификаций НК: нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам (ННК-НТ), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) и интегральный нейтронный гамма-каротаж (НГК) [61].

Показания зондов зависят от замедляющих и поглощающих по отношению к нейтронам свойств материалов скважины и породы. Основным элементом, наиболее значительно влияющим на процесс замедления нейтронов в веществе,



является водород. Для удобства оценки водородосодержания различных веществ введено понятие "водородного индекса"  $W$ , который определяется как отношение числа атомов водорода в единице объема вещества к той же величине для пресной воды при температуре 20 °С. То есть,  $W$  для пресной воды принимается равным 1. Содержание водорода в неглинистых породах, насыщенных водой или нефтью, пропорционально пористости пород  $K_n$ . Поэтому основным назначением НК является определение пористости пород [39].

При выполнении работы на примере скважин Центрально-Хорейверского поднятия проведены определения пористости с использованием программного пакета интерпретации и обработки ГИС «Geo Office Solver», которые представлены в таблице 4.3. (желтым подсвечен интервал поглощения промывочной жидкости)

Таблица 4.3 – Результаты интерпретации данных методов ГИС скважины 3 Восточно-Колвинская (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подолва	Дс	БК	ГК	НГК	ННКтб	ННКтм	Дз	КпНГК	КпННКтп	КпДТ	КпУЭС
3 489,9	3 494,00	0,18	58,31	3,36	2,07	5,29	1,41	5,00	0,16	0,12	0,07	0,05
3 536,4	3 542,50	0,27	205,00	1,57	1,66	0,63	0,70	15,00	0,21	0,39	0,18	0,13
3 551,7	3 561,40	0,20	388,98	0,58	2,79	7,65	1,52	5,39	0,07	0,03	0,03	0,03
3 566,9	3 571,40	0,20	372,71	0,76	2,22	6,14	1,42	5,02	0,13	0,07	0,06	0,06
3 572,6	3 574,80	0,20	374,24	0,85	2,70	6,98	1,45	2,00	0,09	0,06	0,03	0,03
3 576,5	3 578,30	0,20	394,90	1,05	2,43	6,42	1,48	8,00	0,11	0,07	0,06	0,03
3 585,1	3 586,40	0,20	339,98	0,93	2,58	7,26	1,47	2,00	0,09	0,05	0,05	0,03
3 589,4	3 590,90	0,20	410,23	0,88	3,01	8,23	1,55	4,13	0,07	0,04	0,03	0,02

Из таблицы мы видим, что пористость, определенная через ННКт с учетом всех поправок в зоне поглощения промывочной жидкости, составляет 39%, что значительно отличается от пористости, найденной по АК и электрическому каротажу.

#### 4.4 Определение пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа

При гамма-гамма плотностном каротаже (ГГКП) регистрируется плотность потока многократно комптоновски рассеянного на электронах элементов горных пород гамма-излучения. По измеренным скоростям счета импульсов рассчитывается с использованием соответствующих алгоритмов и программного обеспечения объемная плотность  $\sigma$  горных пород.

Объемная плотность  $\sigma$  линейно меняется при изменении общей пористости  $K_n$  пород и связана с  $K_n$  соотношением:

$$K_n = \frac{\sigma_{ск}}{\sigma_{ск} - \sigma_{ж}}, \quad (4.13)$$

где  $\sigma_{ск}$  - плотность скелета (минеральной матрицы) породы,  $\sigma_{ж}$  - плотность жидкости (флюида), заполняющей поровое пространство.

Как видно из соотношения (4.13), для определения  $K_n$ , кроме измеряемого при ГГКП значения  $\sigma$ , необходимо знание величин  $\sigma_{ж}$  и  $\sigma_{ск}$ .

Преимущества ГГКП по сравнению с другими методами ГИС состоят в слабом влиянии глинистости пород и структуры емкостного пространства на результаты определения  $K_n$ . В породах с изменяющейся полиминеральной матрицей метод не обеспечивает нахождение  $K_n$  с необходимой точностью, поэтому пористость таких пород определяют по комплексу данных ГИС (ГГКП, НК, АК, ГКС).

При выполнении работы на примере скважин Центрально-Хорейверского поднятия проведены определения пористости с использованием программного пакета интерпретации и обработки ГИС «Geo Office Solver», которые представлены в таблице 4.4 (желтым подсвечен интервал поглощения промывочной жидкости).

Таблица 4.4 – Результаты интерпретации данных ГИС в скважине 5 Дюсушевская (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подошва	Дс	ГК	НГК	ДТ	ГГКп	КпНК	КпДТ	КпГГКп	КпУЭС
3581,70	3590,30	0,17	0,75	4,83	169,99	2,65	0,07	0,02	0,08	0,05
3590,30	3595,10	0,19	0,89	1,86	381,31	2,19	0,32	0,21	0,39	0,10
3595,10	3610,50	0,17	0,42	3,80	179,57	2,60	0,11	0,05	0,12	0,06
3610,50	3611,70	0,17	0,39	2,89	198,20	2,53	0,14	0,09	0,16	0,05
3613,90	3615,30	0,16	0,37	3,50	188,38	2,65	0,11	0,07	0,08	0,05
3623,90	3625,80	0,17	1,07	4,00	169,15	2,68	0,08	0,02	0,06	0,08

В таблице представлена пористость, найденная по данным гамма-гамма плотностного каротажа. Для сравнения количественных параметров были приведены результаты определения пористости по данным АК, НГК и электрического каротажа. Можно увидеть, что пористость найденная по ГГКп и НГК практически идентичны. Это подтверждает, что через ГГКп, как и по НГК, находится общая пористость, т.е. объем пор, трещин и каверн.

Так, на предмет выделения коллекторов и их насыщенности нами проинтерпретированы разрезы артинско-ассельских отложений скважин 12, 1, 19, 5 Кочмес (таблица 4.5). Все скважины находятся в пределах рифовой постройки. Материалы по Кочмесской площади были подробно рассмотрены в 3 разделе данной работы, здесь же обратим внимание на количественную обработку данных. Обработка и интерпретация ГИС скважин 12, 1, 19, 5 проводилась в автоматизированном виде с применением системы «Geo Office Solver» (рис. 3.16).

Выделение коллекторов проводилось по данным ограниченного комплекса геофизических исследований скважин (ПЗ, ПС, ДС, НГК, ГК, АК) по стандартным методикам и критериям: диаметр скважины примерно равный или меньше номинального; относительно низкие показания ГК и средние значения НГК; отрицательные амплитуды кривой ПС; превышение показаний МПЗ над МГЗ; радиальное изменение сопротивления по показаниям БКЗ. Коэффициент общей пористости коллекторов определялся по НГК методом условных единиц с учетом поправок за ГК, диаметр скважины. Определение коэффициента пористости породы по данным акустического каротажа основано на решении уравнения среднего времени [26, 52]. Характер насыщения выделенных коллекторов определялся по БКЗ и индукционному каротажу с использованием данных опробования и испытания скважин.

По проведенному комплексу ГИС оказалось возможным выделение коллекторов со сложной структурой пустотного пространства, представленной сочетанием пор, каверн и трещин. В результате комплексных исследований скважины установлены интервалы залегания продуктивных коллекторов (таблица 4.1).

Таблица 4.5 – Результаты интерпретации материалов ГИС по скв. 12, 1, 19, 5  
Кочмес (Терентьев С.Э., 2012)

Скважина 12												
Кровля	Подошва	рп	Кп(НК)	Кп (АК)	Кп (сопр)	Кп (прин)	Рп	Рн	Кв	Кн	Кп	Насыщение
1861.3	1867.1	77.2	0.1	0.0	0.0	0.0	944.9	2.7	0.6	0.4	3.5	вода
1911.0	1914.2	31.1	0.1	0.0	0.1	0.1	381.1	2.7	0.6	0.4	5.5	вода
1956.1	1958.7	45.0	0.1	0.0	0.0	0.1	227.7	6.6	0.4	0.6	7.1	вода+нефть
2053.1	2057.5	50.0	0.1	0.0	0.0	0.1	310.8	5.4	0.4	0.6	6.1	вода+нефть
2092.2	2098.7	520.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2091.4	8.3	0.3	0.7	2.3	вода+нефть
2101.8	2103.5	54.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1048.9	1.7	0.8	0.2	3.3	вода
2104.9	2108.5	194.3	0.0	0.0	0.0	0.0	2720.6	2.4	0.6	0.4	2.0	вода
2110.1	2116.2	234.3	0.1	0.0	0.0	0.0	1482.7	5.3	0.4	0.6	2.8	вода+нефть
2123.1	2124.9	27.1	0.2	0.0	0.1	0.1	155.1	5.8	0.4	0.6	8.6	вода+нефть
2135.5	2138.9	80.9	0.3	0.0	0.0	0.1	139.1	19.4	0.2	0.8	9.1	нефть
2147.5	2149.9	37.7	0.2	-	0.0	0.1	90.6	13.9	0.3	0.7	11.2	вода+нефть
2156.7	2158.5	37.4	0.1	-	0.0	0.1	356.6	3.5	0.5	0.5	5.7	вода
2168.4	2171.5	652.4	0.0	-	0.0	0.0	1477.0	14.7	0.3	0.7	2.8	вода+нефть
2195.2	2197.9	154.3	0.1	-	0.0	0.1	365.0	14.1	0.3	0.7	5.6	вода+нефть
2208.8	2210.6	44.2	0.1	-	0.0	0.1	271.6	5.4	0.4	0.6	6.5	вода
Скважина 1												
1065.6	1070.4	200.5	0.3	-	0.0	0.2	31.4	79.7	0.1	0.9	19.3	нефть
1078.3	1080.7	114.8	0.2	-	0.1	0.1	59.0	24.3	0.2	0.8	14.1	нефть
1105.0	1110.3	70.2	0.1	-	0.1	0.1	180.7	4.9	0.5	0.5	8.0	вода
1125.9	1127.8	125.8	0.1	-	0.1	0.1	250.9	6.3	0.4	0.6	6.8	вода+нефть
1131.5	1134.4	68.6	0.1	-	0.1	0.1	103.4	8.3	0.3	0.7	10.6	вода+нефть
1150.5	1152.9	88.6	0.2	-	0.1	0.2	48.9	22.6	0.2	0.8	15.5	нефть
1357.2	1363.5	88.7	0.3	-	0.1	0.2	31.5	35.3	0.2	0.8	19.3	нефть
1778.1	1785.5	24.0	0.3	-	0.1	0.2	27.5	10.9	0.3	0.7	20.6	вода+нефть
1823.8	1828.9	173.2	0.2	-	0.1	0.1	61.9	35.0	0.2	0.8	13.8	нефть
1860.9	1867.8	23.4	0.2	-	0.1	0.2	34.1	8.6	0.3	0.7	18.5	вода+нефть
1915.6	1919.3	19.1	0.3	-	0.2	0.2	25.7	9.3	0.3	0.7	21.3	вода+нефть
1934.2	1939.7	77.6	0.3	-	0.1	0.2	35.9	27.0	0.2	0.8	18.1	нефть
2009.8	2019.1	27.1	0.2	-	0.1	0.2	41.7	8.1	0.4	0.6	16.8	вода+нефть

2079.9	2085.7	8.6	0.2	-	0.2	0.2	24.9	4.3	0.5	0.5	21.7	вода
2093.2	2098.7	27.0	0.2	-	0.1	0.2	40.0	8.4	0.3	0.7	17.1	вода+нефть
2178.6	2182.0	43.4	0.2	-	0.1	0.2	42.6	12.7	0.3	0.7	16.6	нефть
2215.1	2219.9	26.4	0.2	-	0.1	0.2	45.1	7.3	0.4	0.6	16.1	вода+нефть
2250.0	2254.5	11.0	0.2	-	0.2	0.2	23.1	6.0	0.4	0.6	22.5	вода+нефть
2286.8	2292.1	41.1	0.2	-	0.1	0.2	43.8	11.7	0.3	0.7	16.3	нефть
2317.2	2322.0	21.3	0.2	-	0.2	0.2	39.1	6.8	0.4	0.6	17.3	вода+нефть

Продолжение таблицы

2338.9	2342.9	12.1	0.2	-	0.2	0.2	24.6	6.2	0.4	0.6	21.8	вода+нефть
2402.7	2408.8	256.0	0.1	-	0.0	0.1	290.9	11.0	0.3	0.7	6.3	вода+нефть
2423.1	2428.6	106.6	0.2	-	0.1	0.1	85.9	15.5	0.3	0.7	11.7	нефть
2449.5	2457.5	111.3	0.2	-	0.1	0.1	84.2	16.5	0.2	0.8	11.8	нефть
2484.4	2489.7	136.1	0.1	-	0.1	0.1	130.7	13.0	0.3	0.7	9.5	нефть
2503.0	2509.3	124.4	0.2	-	0.1	0.1	92.7	16.8	0.2	0.8	11.2	нефть
2526.0	2531.3	120.7	0.1	-	0.1	0.1	263.0	5.7	0.4	0.6	6.7	вода+нефть
2546.3	2551.6	173.0	0.1	-	0.1	0.1	187.1	11.6	0.3	0.7	7.9	нефть
2572.3	2577.0	189.3	0.1	-	0.1	0.1	202.9	11.7	0.3	0.7	7.6	нефть
2610.4	2614.9	278.4	0.1	-	0.0	0.1	251.7	13.8	0.3	0.7	6.8	нефть
2669.4	2673.6	129.5	0.1	-	0.1	0.1	113.1	14.3	0.3	0.7	10.2	нефть
2687.9	2694.8	219.5	0.1	-	0.0	0.1	171.6	16.0	0.3	0.7	8.3	нефть
2711.4	2718.0	171.7	0.2	-	0.1	0.1	84.9	25.3	0.2	0.8	11.7	нефть
2739.7	2746.1	163.4	0.1	-	0.1	0.1	230.6	8.9	0.3	0.7	7.1	вода+нефть
1065.6	1070.4	200.5	0.3	-	0.0	0.2	31.4	79.7	0.1	0.9	19.3	нефть

Скважина 19

Кровля	Подопшва	рп	Кп(НК)	Кп(АК)	Кп(сопр)	Кп(прин)	Рп	Рн	Кв	Кн	Кп	Насыщение
1452.0	1453.2	34.4	0.1	0.1	0.1	0.1	122.9	9.3	0.3	0.7	9.0	вода+нефть
1471.4	1472.6	37.8	0.1	0.1	0.1	0.1	132.7	9.5	0.3	0.7	8.7	вода+нефть
1486.9	1487.8	12.6	0.1	0.1	0.2	0.1	78.5	5.3	0.4	0.6	11.3	вода+нефть
1642.4	1651.7	466.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1111.8	14.0	0.3	0.7	3.0	нефть
1706.4	1710.1	116.9	0.0	0.0	0.1	0.0	759.6	5.1	0.4	0.6	3.6	вода+нефть
1730.6	1731.6	12.9	0.0	0.0	0.2	0.1	166.8	2.6	0.6	0.4	7.7	вода
1733.7	1735.7	259.6	0.1	0.0	0.0	0.0	616.6	14.0	0.3	0.7	4.0	нефть
1739.1	1742.7	2145.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1943.7	36.8	0.2	0.8	2.3	нефть
1747.3	1754.2	200.2	0.0	0.0	0.0	0.0	2031.6	3.3	0.6	0.4	2.2	вода
1764.5	1768.3	9.7	0.0	0.0	0.2	0.1	181.1	1.8	0.7	0.3	7.4	вода
1771.4	1773.9	29.6	0.0	0.0	0.1	0.0	563.6	1.7	0.8	0.2	4.2	вода
1802.6	1808.8	113.3	0.0	0.0	0.1	0.0	1258.0	3.0	0.6	0.4	2.8	вода
1835.5	1839.3	267.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1566.2	5.7	0.4	0.6	2.5	вода
1846.8	1857.7	149.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1143.5	4.3	0.5	0.5	3.0	вода
1876.4	1877.8	6.6	0.1	0.1	0.2	0.1	85.1	2.6	0.6	0.4	10.8	вода
1885.8	1887.8	34.4	0.0	0.0	0.1	0.0	445.6	2.6	0.6	0.4	4.7	вода
1899.7	1901.0	22.0	0.1	0.1	0.1	0.1	143.6	5.1	0.4	0.6	8.3	вода
1920.9	1922.5	25.1	0.0	0.0	0.1	0.1	350.9	2.4	0.6	0.4	5.3	вода
1933.8	1940.1	69.2	0.0	0.0	0.1	0.0	800.8	2.9	0.6	0.4	3.5	вода
1961.4	1963.1	85.6	0.0	0.1	0.1	0.1	318.5	9.0	0.3	0.7	5.6	вода+нефть
2002.8	2005.3	30.6	0.1	-	0.1	0.1	96.0	10.6	0.3	0.7	10.2	вода+нефть
2014.5	2017.1	8.8	0.2	-	0.2	0.2	21.6	13.6	0.3	0.7	21.5	нефть
2050.8	2054.5	343.7	0.0	-	0.0	0.0	1357.7	8.4	0.3	0.7	2.7	вода+нефть
2058.2	2059.4	37.8	0.1	-	0.1	0.1	163.6	7.7	0.4	0.6	7.8	вода+нефть
2064.6	2070.0	418.3	0.0	-	0.0	0.0	879.8	15.8	0.3	0.7	3.4	нефть

Скважина 5

Кровля	Подопшва	рп	Кп(НК)	Кп(АК)	Кп(сопр)	Кп(прин)	Рп	Рн	Кв	Кн	Кп	Насыщение
1650.9	1653.5	31.4	0.1	0.1	0.1	0.1	124.9	5.0	0.4	0.6	8.9	вода+нефть
1684.2	1687.9	83.9	0.1	0.1	0.1	0.1	221.8	7.6	0.4	0.6	6.7	вода+нефть
1717.7	1721.7	68.1	0.1	0.1	0.1	0.1	295.8	4.6	0.5	0.5	5.8	вода+нефть
1730.3	1732.8	59.2	0.1	0.1	0.1	0.1	313.4	3.8	0.5	0.5	5.6	вода
1738.6	1740.8	103.0	0.1	0.0	0.0	0.1	307.0	6.7	0.4	0.6	5.7	вода+нефть
1750.9	1754.7	7.2	0.1	0.0	0.2	0.1	95.7	1.5	0.8	0.2	10.2	вода
1759.0	1764.5	40.6	0.1	0.1	0.1	0.1	234.7	3.5	0.5	0.5	6.5	вода
1766.0	1769.6	177.5	0.0	0.0	0.0	0.0	630.9	5.6	0.4	0.6	4.0	вода+нефть
1800.4	1805.8	79.5	0.0	0.0	0.1	0.0	409.6	3.9	0.5	0.5	4.9	вода
1808.1	1813.5	78.0	0.0	0.1	0.1	0.1	372.4	4.2	0.5	0.5	5.2	вода
1820.1	1824.7	84.4	0.0	0.0	0.1	0.0	401.3	4.2	0.5	0.5	5.0	вода
1876.1	1884.1	46.8	0.1	0.1	0.1	0.1	289.2	3.2	0.6	0.4	5.9	вода
1885.9	1889.2	81.7	0.0	0.0	0.1	0.0	461.2	3.5	0.5	0.5	4.7	вода
1908.7	1919.2	50.1	0.1	0.0	0.1	0.1	314.3	3.2	0.6	0.4	5.6	вода
1923.3	1936.1	21.5	0.1	0.0	0.1	0.1	200.4	2.1	0.7	0.3	7.1	вода
1967.6	1969.7	79.2	0.1	0.1	0.1	0.1	228.2	6.9	0.4	0.6	6.6	вода+нефть
1981.0	1990.0	70.5	0.1	0.1	0.1	0.1	200.2	7.0	0.4	0.6	7.1	вода+нефть
2063.7	2068.6	72.0	0.1	0.1	0.1	0.1	207.6	6.9	0.4	0.6	6.9	вода+нефть
2114.6	2119.4	40.8	0.1	0.1	0.1	0.1	131.3	6.2	0.4	0.6	8.7	вода+нефть
2144.3	2145.8	97.5	0.2	0.0	0.1	0.1	105.1	18.5	0.2	0.8	9.8	нефть
2159.7	2162.8	15.5	0.1	0.1	0.1	0.1	96.0	3.2	0.6	0.4	10.2	вода



2201.3	2204.2	55.2	0.1	0.1	0.1	0.1	240.0	4.6	0.5	0.5	6.5	вода+нефть
2223.9	2226.0	95.3	0.1	0.1	0.1	0.1	142.7	13.4	0.3	0.7	8.4	нефть
2237.1	2243.2	15.2	0.2	0.1	0.1	0.2	43.1	7.1	0.4	0.6	15.2	вода+нефть
2257.6	2262.9	178.5	0.1	0.1	0.0	0.1	123.7	28.9	0.2	0.8	9.0	нефть
2500.0	2512.9	175.3	0.1	0.1	0.0	0.1	133.5	26.3	0.2	0.8	8.7	нефть
2589.6	2598.9	150.5	0.1	0.1	0.0	0.1	238.9	12.6	0.3	0.7	6.5	нефть
2633.8	2636.9	606.8	0.1	0.1	0.0	0.1	316.4	38.4	0.2	0.8	5.6	нефть
2638.2	2640.7	3884.5	0.1	0.1	0.0	0.1	228.0	340.7	0.1	0.9	6.6	нефть
2662.9	2664.9	18186.3	0.1	0.1	0.0	0.1	303.0	1200.3	0.0	1.0	5.7	нефть
2666.8	2670.1	822.6	0.1	0.1	0.0	0.1	369.4	44.5	0.1	0.9	5.2	нефть

Полученные результаты мы отразили на геологическом профиле нижнепермских отложений Кочмесской структуры (рис. 3.17).

В 19 и 5 скважинах выделены нефтенасыщенные интервалы на глубинах 1470-1540. Можно думать, что они вскрыли залежь нефти в карбонатных отложениях артинского яруса высотой до 140 м. Флюидоупором является глинистая пачка того же возраста. В 19 и 5 скважинах также выделены нефтенасыщенные коллектора вблизи кровли сакмарских отложений в интервале 1640-1680, в которых предполагается по интерпретации данных сейсморазведки и ГИС наличие биострома; здесь можно ожидать наличие залежи с уровнем ВНК по последнему нефтенасыщенному коллектору -1630 м. Флюидоупором является глинисто-карбонатная пачка артинского возраста. В ассельских отложениях выделяется карбонатная постройка с водонасыщенными коллекторами, но есть ее более гипсометрически высокие отметки, где может быть залежь нефти. Флюидоупором может является глинистая пачка того же возраста. В средней части ассельских отложений также выделяется по корреляции разрезов биостромное тело, в верхней части нами определены нефтенасыщенные интервалы, ВНК на отметке -1838 м. В нижней части ассельских отложений уверенно выделяется рифовая постройка, верхняя часть которой нефтенасыщена. По нашим данным, в скважинах 19 и 5 может быть залежь с уровнем ВНК -1966 по нижнему нефтенасыщенному коллектору.

Для проверки наличия этих залежей мы считаем необходимым, при возможности, выполнить детальный комплекс ГИС, перфорировать рекомендуемые интервалы (1740-1775 м, 1790-1857 м, 1875-1893 м, 1900-1940 м, 1955-1963 м), опробовать скважины 19 и 5 и определить перспективность каждого интервала разреза после ремонта скважин. Но необходимо проверить возможность определения пористости и насыщенности в зонах поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках и достоверность полученных данных.

В разделе 3 были рассмотрены верхнедевонские отложения месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны, на них подробно и остановимся.

В зоне поглощения промывочной жидкости развит карстовый коллектор, промытая зона которого достигает значительных размеров. Нами было 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  $K_{п}$  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. Зона проникновения в карстовых коллекторах всегда будет глубока, поэтому мы рекомендуем использовать следующую методику для определения пористости.

При глубокой зоне проникновения, когда размеры сформированной промытой зоны достаточны для определения  $\rho_{пз}$  по данным БМК, глубинность исследования которого составляет 8 - 10 см. Для нахождения  $K_{п}$  можно использовать зависимость  $R_{п} = f(K_{п})$ , полученную при насыщении образцов керна водой, минерализация которой соответствует минерализации пластовой воды в неизменной части коллектора. В этом случае параметр пористости  $R_{п} = \rho_{пз} / \rho_{ф}$  рассчитывают для чистых коллекторов без учета и для глинистых коллекторов с учетом поверхностной проводимости ( $\Pi$ ), поскольку обычно  $\rho_{ф} > \rho_{в}$ . Поправку  $\Pi$  для глинистых коллекторов не вводят, если используется зависимость  $R_{п} = f(K_{п})$ , полученная в лаборатории при насыщении образцов керна изучаемого объекта водой, минерализация которого соответствует минерализации фильтрата.

Определив  $R_{п}$  по соответствующей петрофизической зависимости  $R_{п} = f(K_{п})$  находят  $K_{п}$ . Необходимо обращать внимание на то, чтобы используемая зависимость  $R_{п} = f(K_{п})$  была получена с учетом термобарических условий, аналогичных пластовым, и минерализация жидкости, которой насыщали образцы керна, соответствовала минерализации пластовой воды. Если же зависимость построена при насыщении образцов водой высокой минерализации, а пластовая вода имеет другую (более низкую) минерализацию, то при использовании этой зависимости для глинистых коллекторов параметр пористости надо рассчитывать с

учетом поправки  $\Pi$  за поверхностную проводимость т.е.  $R_{пф}$  находят  $R_{пф} = R_{п}\Pi = (\rho_{вп}/\rho_{в})\Pi$ . Для повышения надежности определения  $K_{п}$  продуктивных коллекторов по значениям  $\rho_{пз}$  и  $\rho_{ф}$  рекомендуется использовать другой, более простой и обоснованный, подход к определению  $R_{п}$  [63]. Его применение возможно на площадях, где имеются скважины с представительным керном из продуктивных отложений. Суть подхода заключается в следующем. Формулу для расчета  $R_{п}$  видоизменяют введением в нее комплексного параметра  $q$  вместо входящего в знаменатель произведения  $(R_{пз} \cdot \Pi)$ . Таким образом  $R_{п} = \rho_{пз}/(\rho_{ф}q)$ . Выбирают на изучаемом объекте не менее 30 пластов-коллекторов, охватывающих все многообразие коллекторских свойств продуктивных пластов. Для этих пластов находят значения  $K_{п}$  по данным других видов ГИС или по представительному керну. Для каждого из этих пластов определяют соответствующий найденному  $K_{п}$  параметр пористости  $R_{п}$ , используя петрофизическую зависимость  $R_{п} = f(K_{п})$  для изучаемого объекта, находят  $\rho_{пз}$ ,  $\rho_{ф}$  и рассчитывают  $q$  по формуле  $q = \rho_{пз}/(\rho_{пз}R_{п})$ . Сопоставляя  $q$  и  $K_{п}$  для всей совокупности эталонных пластов, получают эмпирическую связь между  $q$  и  $K_{п}$ , которую затем используют для расчета  $R_{п}$ .

Расчет  $R_{п}$  с использованием зависимости между  $q$  и  $K_{п}$  и определение  $K_{п}$  по найденному значению  $R_{п}$  проводится методом итераций. Определив  $\rho_{пз}$  и  $\rho_{пф}$ , вычисляют фиктивный параметр  $R_{пф} = \rho_{пз}/\rho_{пф}$ . По нему, используя зависимость  $R_{п} = f(K_{п})$ , находят первое приближение  $K'_{п}$ . По зависимости между  $q$  и  $K_{п}$  находят значение  $q'$ , соответствующее  $K'_{п}$ . С учетом  $q'$ , рассчитывают первое приближение  $R'_{п}$ . Пользуясь зависимостью  $R_{п} = f(K_{п})$ , по величине  $R'_{п}$  находят второе приближение  $K''_{п}$ . Операции повторяют до тех пор, пока найденное через  $R_{п}$  значение  $K_{п}$  стабилизируется. Опытным путем установлено, что для этого бывает достаточно две-три итерации.

Полученные значения пористости сравниваются с пористостью, определенной по данным АК и ННКт (в условиях недостаточной достоверности геофизических данных показания ННКт считаются более достоверными среди других нейтронных методов). Коэффициент пористости принимается как более достоверный или средний между коэффициентами пористости, определенными по данным акустического, электрического и нейтронного каротажей [47].

#### 4.5 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. УЭС промытой зоны определяется при интерпретации БКЗ-БК, сопротивление фильтрата бурового раствора определяется по палеткам или же по резистивиметру. Далее по зависимости  $P_{\pi}=f(K_{\pi})$  через  $P_{\pi}=p_{\pi z}/p_{\phi}$  находим  $K_{\pi}$ . Можно и др. способами описанными выше, но везде участвует зависимость  $P_{\pi}=f(K_{\pi})$ . Далее используя различные методы для нахождения пористости, акустический каротаж (используем метод среднего времени), нейтрон-нейтронный каротаж (обработка методом двух опорных пластов, учитывая поправки за глинистость, диаметр скважины, минерализацию бурового раствора, термобарические условия, инертность аппаратуры), гамма-гамма плотностной каротаж, приводим принятый  $K_{\pi \text{ прин}}$  (некое среднее значение или более достоверное). Далее находим  $P_{\pi}=p_{\pi z}/p_{\text{вп}}$ , где  $p_{\text{вп}}=P_{\pi}' * p_{\text{в}}$ , где  $P_{\pi}'=f(K_{\pi \text{ прин}})$ .  $P_{\pi}$  так же зависит от  $K_{\text{в}}$ ,  $P_{\pi}=f(K_{\text{в}})=f(1-K_{\text{н}})$ , отсюда находим численное значение коэффициента нефтенасыщенности  $K_{\text{н}}$ .

В таблице 4.2 представлены результаты проведенной нами интерпретации материалов ГИС по скважине 3 Восточно-Колвинского месторождения. Обработка и интерпретация велась с помощью программного комплекса «Geo Office Solver» по приведенной выше методике. Желтым подсвечена зона поглощения промывочной жидкости; видно, что зона обладает отличными емкостными свойствами, где пористость, найденная по ННКт, составляет 39%, а пористость, найденная по АК, составляет 18%, пористость найденная через удельное сопротивление составляет 13%, это означает, что коллектор трещино-каверново-поровый. Зона относится к кровельной части карбонатной постройки, мы предполагаем здесь наличие карста. Абсолютно то же самое мы можем наблюдать в скважинах №№ 5 Дюсушевская, 19 Ошкотынская, 14П Висовая, 35 Центрально-Хорейверская, 323 Лузская, 1103 Северо-Хоседаюская.

По ряду месторождений этих рифовых зон нами проведен анализ в зонах поглощений с использованием интерпретационного комплекса Geo Office Solver, который иллюстрируется схемами выделения коллекторов.



Так в зоне карста в скважине 3-Восточно-Колвинская при проходке верхнедевонских отложений зафиксирована следующая ситуация (рис. 4.2, табл. 4.6):

- При забое 3533,16м (а.о. 3237м) произошло резкое увеличение скорости проходки, падение нагрузки на долото (провал инструмента), началось интенсивное поглощение промывочной жидкости до полной потери циркуляции. При этом в желобах наблюдалась пленка нефти.
- При доливе скважины циркуляция не появилась и дальнейшее бурение продолжалось без выхода циркуляции.
- При проведении спуско-подъемных работ в скважине наблюдались нефтепроявления на устье скважины.
- В таких условиях был отобран керн в интервале 3537-3561 м. Проходка 18м, вынос керна 5м (27,7%). Керн в целом нефтенасыщенный.
- При забое 3602м принято решение остановить скважину бурением.
- После обсадки эксплуатационной колонной проведено освоение скважины: перфорация интервалов 3552-3561м (а.о. 3350-3357м), 3566-3578м (а.о. 3361-3371м). Проведение СКВ и СКО. Запуск скважины с помощью УЭЦН.
- Скважина закончена освоением получением постоянного притока: штуцер – 8,9 мм, дебиты нефти 17,33 м<sup>3</sup>/сут, воды – 7,87 м<sup>3</sup>/сут.

Нами был проведен анализ данной ситуации с комплексной интерпретацией промыслово-геофизических материалов, результаты которого сводятся к следующему:

1. В интервале 3536-3542 м выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью.
2. По соотношению параметров комплекса ГИС высокопроницаемая зона с карстовой полостью нефтенасыщенна.
3. Рекомендуется перфорировать этот интервал для получения притока нефти и полного извлечения ее запасов.

В присводовой части Дюсушевской структуры для освоения нефтяной залежи была забурена наклонно-направленная скважина 5-Дюсушевская, которая дала необычный результат (рис. 4.3, табл. 4.7):

Таблица 4.6 – Результаты интерпретации скважины 3 Восточно-Колвинская (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подопшва	Нп	Дс	ПЗ	БК	Рез	ДТ	ГК	НГК	ННКтб	ННКтм	УЭСпл	Дз	КпНГК	КпННКтп	КпДТ	КпУЭС	Кп прип	Рп	Рн	Кв
3 489,9	3 494,00	4,10	0,18	13,30	58,31	0,10	192,27	3,36	2,07	5,29	1,41	2,64	5,00	0,16	0,12	0,07	0,05	0,10	63,10	1,67	0,77
<b>3 536,4</b>	<b>3 542,50</b>	<b>6,10</b>	<b>0,27</b>	<b>190,89</b>	<b>205,00</b>	<b>3,05</b>	<b>329,83</b>	<b>1,57</b>	<b>1,66</b>	<b>0,63</b>	<b>0,70</b>	<b>12,57</b>	<b>15,00</b>	<b>0,21</b>	<b>0,39</b>	<b>0,18</b>	<b>0,13</b>	<b>0,32</b>	<b>7,59</b>	<b>66,28</b>	<b>0,12</b>
3 551,7	3 561,40	9,70	0,20	111,00	388,98	2,35	175,67	0,58	2,79	7,65	1,52	18,65	5,39	0,07	0,03	0,03	0,05	0,05	264,09	2,82	0,59
3 566,9	3 571,40	4,50	0,20	85,42	372,71	2,11	188,16	0,76	2,22	6,14	1,42	10,15	5,02	0,13	0,07	0,06	0,06	0,09	82,03	4,95	0,45
3 572,6	3 574,80	2,20	0,20	79,22	374,24	2,21	174,11	0,85	2,70	6,98	1,45	12,50	2,00	0,09	0,06	0,03	0,03	0,06	166,63	3,00	0,58
3 576,5	3 578,30	1,80	0,20	74,79	394,90	2,06	186,13	1,05	2,43	6,42	1,48	12,30	8,00	0,11	0,07	0,06	0,03	0,08	93,52	5,26	0,44
3 585,1	3 586,40	1,30	0,20	62,15	339,98	0,39	181,25	0,93	2,58	7,26	1,47	9,00	2,00	0,09	0,05	0,05	0,03	0,06	143,10	2,52	0,63
3 589,4	3 590,90	1,50	0,20	66,04	410,23	0,43	173,38	0,88	3,01	8,23	1,55	7,56	4,13	0,07	0,04	0,03	0,02	0,05	265,15	1,14	0,94

Таблица 4.7 – Результаты интерпретации скважины 5 Дюсушевская (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подопшва	Нп	Дс	БК	ИКО.5	ИКО.85	ИК1.26	ИК1.9	ГК	НГК	ННКтб	ННКтм	ДТ	ГГКп	КпНК	КпДТ	КпГГКп	КпУЭС	Кп	Рп	Рн	Кв
3581,70	3590,30	8,60	0,17	125,00	8,55	16,37	29,07	8,08	0,75	4,83	15,47	3,04	169,99	2,65	0,07	0,02	0,08	0,05	0,07	111,15	2,18	0,68
<b>3590,30</b>	<b>3595,10</b>	<b>4,80</b>	<b>0,19</b>	<b>40,28</b>	<b>25,20</b>	<b>5,26</b>	<b>5,48</b>	<b>8,01</b>	<b>0,89</b>	<b>1,86</b>	<b>3,77</b>	<b>1,27</b>	<b>381,31</b>	<b>2,19</b>	<b>0,32</b>	<b>0,21</b>	<b>0,39</b>	<b>0,10</b>	<b>0,32</b>	<b>7,89</b>	<b>11,77</b>	<b>0,29</b>
3595,10	3610,50	15,40	0,17	33,13	4,62	10,54	12,25	15,29	0,42	3,80	10,50	2,30	179,57	2,60	0,11	0,05	0,12	0,06	0,11	56,24	3,38	0,54
3610,50	3611,70	1,20	0,17	25,79	6,11	11,21	20,00	29,05	0,39	2,89	7,41	2,01	198,20	2,53	0,14	0,09	0,16	0,05	0,14	36,76	3,92	0,50
3613,90	3615,30	1,40	0,16	25,45	5,44	9,34	20,12	19,42	0,37	3,50	11,56	2,38	188,38	2,65	0,11	0,07	0,08	0,05	0,11	52,29	3,35	0,55
3623,90	3625,80	1,90	0,17	45,37	6,79	16,53	11,97	15,63	1,07	4,00	12,92	2,58	169,15	2,68	0,08	0,02	0,06	0,08	0,08	91,77	2,18	0,68

Таблица 4.8 – Результаты интерпретации скважины 14-П Висовая (Терентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подопшва	Нп	Коллектор	Дзп	УЭСзп	УЭСплп	Рез	ДГРп	БКп	КпННКтп	КпДТ	КпУЭС	Кп	Рп	Рн	Кв	Кн
3082,00	3082,90	0,90	11,00	--	--	16,00	0,09	191,49	16,75	0,17	0,08	0,08	0,11	55,39	7,22	0,41	0,59
<b>3085,10</b>	<b>3090,70</b>	<b>5,60</b>	<b>11,00</b>	<b>10,51</b>	<b>1,53</b>	<b>22,31</b>	<b>0,09</b>	<b>195,07</b>	<b>11,04</b>	<b>0,30</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</b>	<b>0,15</b>	<b>30,61</b>	<b>18,22</b>	<b>0,27</b>	<b>0,73</b>
3090,70	3092,60	1,90	11,00	4,11	22,73	25,00	0,09	179,82	19,55	0,11	0,06	0,08	0,08	108,76	5,75	0,45	0,55
3094,70	3096,20	1,50	11,00	4,71	29,73	20,34	0,09	172,80	10,68	0,10	0,04	0,07	0,07	129,61	3,92	0,54	0,46
3105,70	3106,70	1,00	11,00	2,00	46,08	201,45	0,09	163,84	333,25	0,04	0,02	0,02	0,03	605,75	8,31	0,38	0,62
3121,30	3122,50	1,20	11,00	2,00	46,08	343,45	0,09	170,79	12,80	0,10	0,04	0,02	0,05	226,76	37,86	0,19	0,81
3124,70	3126,50	1,80	11,00	6,77	44,78	336,76	0,09	168,87	24,11	0,09	0,03	0,02	0,05	262,15	32,11	0,21	0,79
3134,10	3149,10	15,00	11,00	7,62	15,46	24,72	0,09	200,74	5,63	0,20	0,10	0,06	0,12	45,74	13,51	0,31	0,69
3149,90	3150,90	1,00	11,00	10,03	22,53	1,50	0,09	182,89	6,32	0,14	0,06	0,24	0,15	31,10	1,21	0,92	0,08
3152,10	3153,40	1,30	11,00	2,21	18,04	2,86	0,09	201,64	2,14	0,18	0,10	0,18	0,15	29,27	2,45	0,67	0,33
3156,00	3157,80	1,80	11,00	4,84	32,42	0,76	0,09	188,23	2,96	0,17	0,07	0,07	0,10	18,61	1,02	0,99	0,01
3159,30	3160,70	1,40	11,00	2,25	45,32	1,33	0,09	200,06	2,38	0,21	0,10	0,09	0,13	19,64	1,70	0,79	0,21
3162,70	3200,50	37,80	11,00	4,92	15,75	1,61	0,09	199,34	2,67	0,20	0,10	0,08	0,13	22,15	1,82	0,76	0,24
<b>3215,10</b>	<b>3218,80</b>	<b>3,70</b>	<b>11,00</b>	<b>8,53</b>	<b>16,00</b>	<b>3,00</b>	<b>0,09</b>	<b>213,15</b>	<b>1,19</b>	<b>0,23</b>	<b>0,13</b>	<b>0,10</b>	<b>0,15</b>	<b>24,90</b>	<b>3,01</b>	<b>0,61</b>	<b>0,39</b>
3221,80	3224,30	2,50	11,00	4,93	11,22	1,61	0,09	205,20	1,03	0,25	0,11	0,10	0,15	18,06	2,23	0,69	0,31
3225,80	3229,90	4,10	11,00	2,20	29,99	0,94	0,09	192,17	2,97	0,19	0,08	0,07	0,11	19,36	1,22	0,91	0,09
3233,60	3239,60	6,00	11,00	6,67	14,25	1,29	0,09	193,96	2,78	0,21	0,09	0,09	0,13	20,59	1,57	0,81	0,19
3242,60	3243,80	1,20	11,00	9,07	9,99	2,76	0,09	195,70	1,27	0,17	0,09	0,09	0,12	31,09	2,22	0,70	0,30

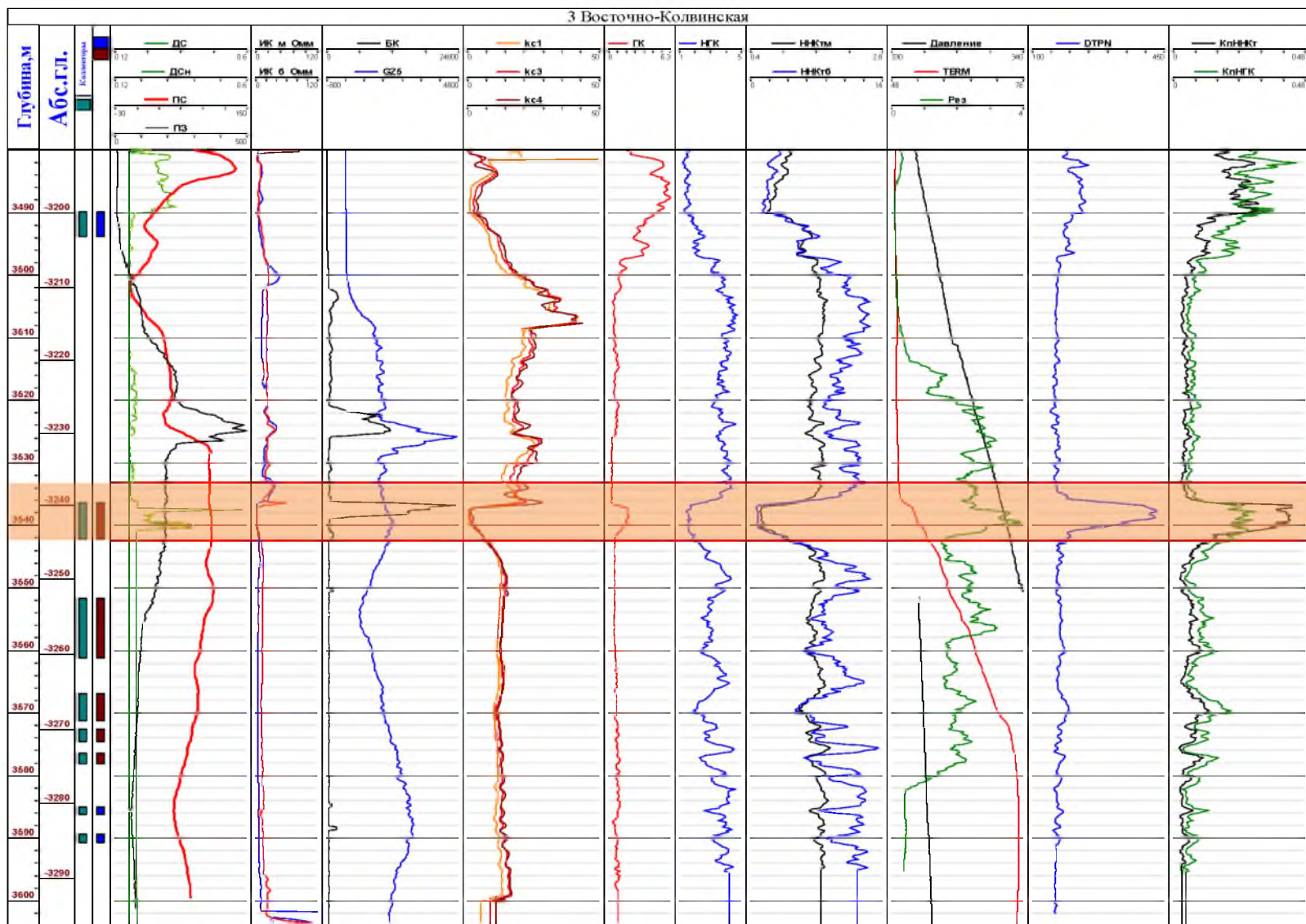


Рисунок 4.2 – Схема выделения коллекторов скважины 3 Восточно-Колвинская (красным выделена зона поглощения промывочной жидкости, Терентьев С.Э., 2013г.)

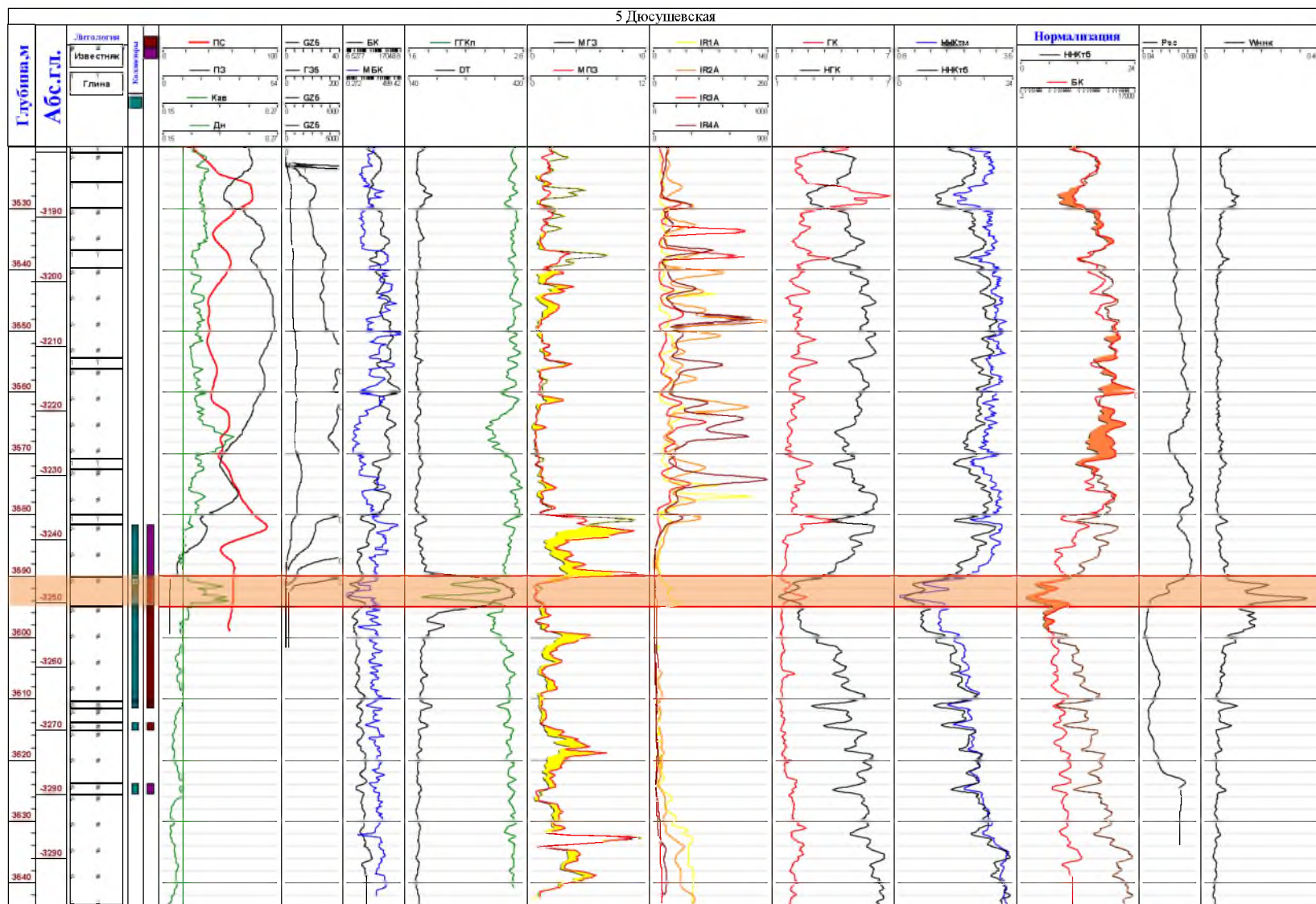


Рисунок 4.3 – Схема выделения коллекторов скважины 5 Дюсушевская (красным выделена зона поглощения промывочной жидкости, Терентьев С.Э., 2013г.)



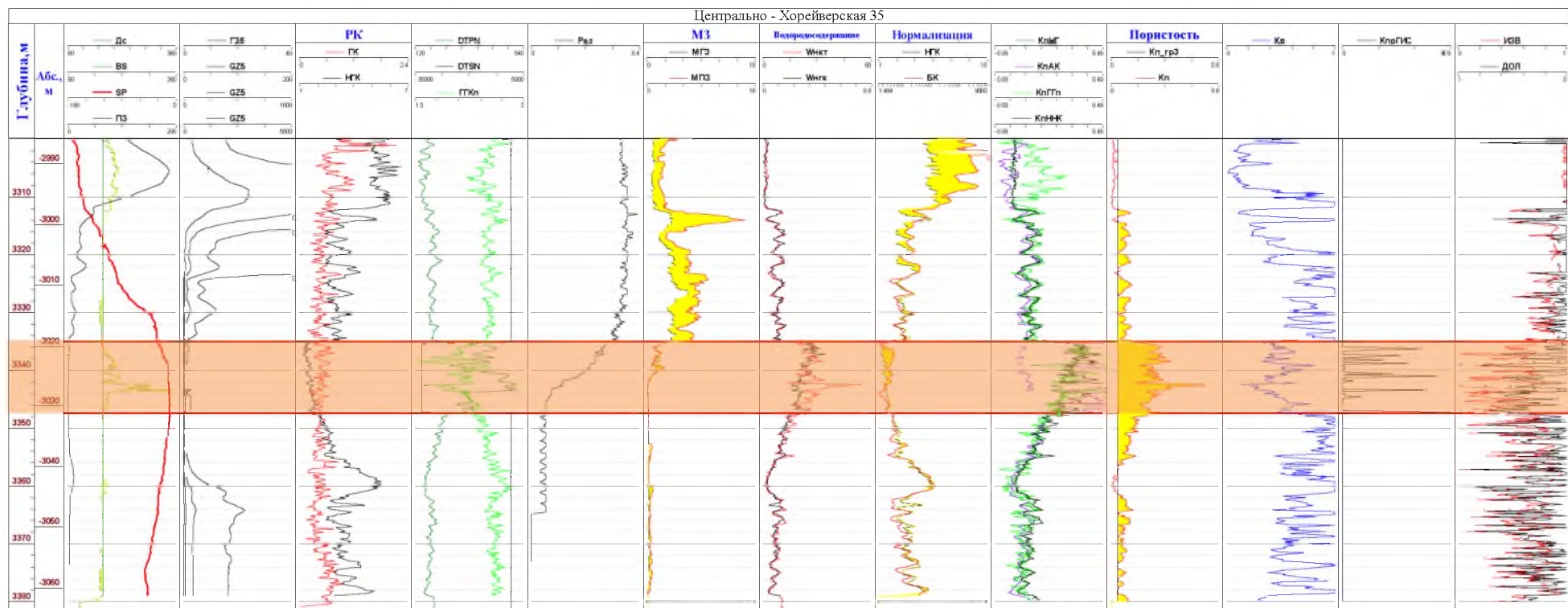


Рисунок 4.4– Схема выделения коллекторов скважины 35 Центрально-Хорейверская (красным выделена зона поглощения промывочной жидкости, Терентьев С.Э., 2013г.)

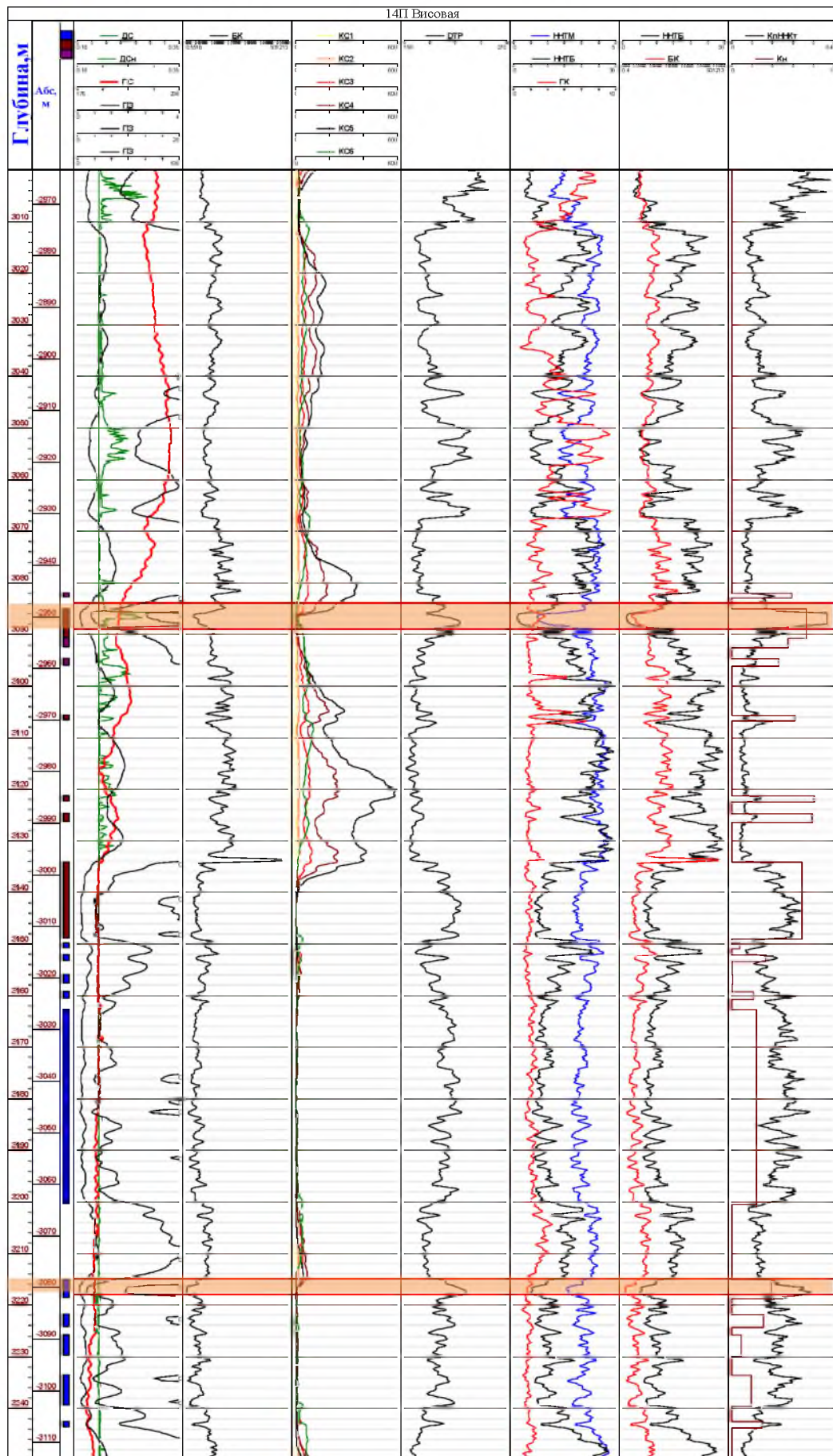


Рисунок 4.5 – Схема выделения коллекторов скважины 14П Висовая (красным выделена зона поглощения промывочной жидкости, Терентьев С.Э., 2013г.)

Таблица 4.9 – Результаты интерпретации скважины 323 Лузская (Герентьев С.Э., 2013г.)

Кровля	Подопшва	dТп	УЭСпл	КпНКпп	Кп АК	Кп сопр	Кп прин	Рп	Рн	Кв	Кн	Кп
1270,7	1272,9	188,8001	10,88455	0,434412	0,1276	0,151553	0,237855	15,78281	4,597638	0,466372	0,533628	23,78551
1285	1287,5	188,2424	8,749699	0,433878	0,126485	0,169034	0,243132	15,17158	3,844777	0,509993	0,490007	24,31321
1290	1292,1	218,9883	7,404972	0,434412	0,187977	0,183742	0,26871	12,67172	3,895801	0,506643	0,493357	26,87102
1295	1296,5	239,712	4,077858	0,406385	0,229424	0,247602	0,29447	10,74663	2,529696	0,628732	0,371268	29,44702
1334,6	1335,4	203,75	6,021	0,214171	0,1575	0,203768	0,191813	23,24701	1,726674	0,761018	0,238982	19,18129
1336,6	1337,6	202,58	6,459318	0,203304	0,15516	0,196733	0,185066	24,79478	1,736741	0,758809	0,241191	18,50657
1368,1	1369,5	170,0393	29,01938	0,432361	0,090079	0,092817	0,205085	20,60936	9,387119	0,326388	0,673612	20,50854
1371,2	1372,4	208,0677	22,33575	0,31288	0,166135	0,105796	0,194937	22,58067	6,594358	0,389416	0,610584	19,49371
1375,5	1378,1	216,8858	15,99373	0,337876	0,183772	0,125024	0,215557	18,84229	5,658807	0,420376	0,579624	21,55574
1379,9	1380,6	188,807	9,392	0,434329	0,127614	0,163151	0,241698	15,334	4,083302	0,494874	0,505126	24,1698
1382,1	1383	190,034	8,145	0,376484	0,130068	0,175196	0,227249	17,13335	3,169257	0,561722	0,438278	22,72493
1385,2	1385,9	175,383	9,882	0,355022	0,100766	0,159055	0,204948	20,63426	3,192748	0,559651	0,440349	20,49478
1387,1	1388,4	176,1641	48,48739	0,291869	0,102328	0,071805	0,155334	33,9834	9,511976	0,324239	0,675761	15,53341
1390,6	1391,4	170,6613	13,151	0,337769	0,091323	0,137877	0,188989	23,87593	3,672038	0,521851	0,478149	18,89892
1393,5	1394,1	278,327	67,082	0,250944	0,306654	0,061047	0,206215	20,4066	21,91514	0,213613	0,786387	20,6215
1401,4	1402,7	191,951	2,106914	0,43341	0,133902	0,344466	0,303926	10,1523	1,383538	0,850167	0,149833	30,39262
1404,3	1406	251,2658	6,903451	0,137417	0,252532	0,190299	0,193416	22,90134	2,009621	0,705412	0,294588	19,3416
1410,3	1412,7	213,745	10,60037	0,22123	0,17749	0,153571	0,184097	25,03014	2,823361	0,595137	0,404863	18,40969
1414	1421	215,5016	7,20246	0,256321	0,181003	0,186307	0,207877	20,11385	2,387231	0,647221	0,352779	20,7877
1422,6	1428,1	227,5253	6,293564	0,159267	0,205051	0,199307	0,187875	24,13144	1,73869	0,758384	0,241616	18,78749
1662,2	1663,7		45,4069	0,247129		0,074201	0,160665	31,98078	9,465458	0,325034	0,674966	16,06649
1699,4	1706,3		19,0356	0,215071		0,114601	0,164836	30,53892	4,155485	0,490557	0,509443	16,48359
1717	1719,6		20,88535	0,252869		0,109408	0,181138	25,77081	5,402844	0,430218	0,569782	18,11384
1799,9	1802,2	203,5068	19,19898	0,219664	0,157014	0,114112	0,163596	30,95665	4,134594	0,491794	0,508206	16,35965
1803,9	1806,6	171,6967	63,39824	0,245023	0,093393	0,062796	0,133738	44,49293	9,499374	0,324454	0,675546	13,37375
1808,4	1810	173,23	58,12024	0,253248	0,09646	0,065585	0,138431	41,81438	9,266389	0,328507	0,671493	13,84312
1829,5	1830,9	198,58	24,10192	0,234553	0,14716	0,101846	0,161186	31,79475	5,053647	0,444834	0,555166	16,11865
1845,7	1847,1	176,31	77,87278	0,26896	0,10262	0,05666	0,142747	39,56655	13,12098	0,276069	0,723931	14,27467
1875,9	1877,9	187,942	5,869009	0,214129	0,125884	0,20639	0,182134	25,51779	1,533312	0,807579	0,192421	18,2134
1884	1886,5	206,8688	48,15435	0,305145	0,163738	0,072053	0,180312	25,98385	12,35494	0,284498	0,715502	18,03118
1887,9	1890,6	193,8559	8,228065	0,254517	0,137712	0,17431	0,188846	23,9085	2,294321	0,660196	0,339804	18,88461
1903,2	1904,9	184,9959	18,57922	0,124834	0,119992	0,116	0,120275	53,85561	2,29988	0,659398	0,340602	12,02751
1915,3	1916,8	234,1993	22,80619	0,152501	0,218399	0,104699	0,158533	32,75909	4,641193	0,464179	0,535821	15,85329
2009	2010,3	196,67	27,92117	0,286692	0,14334	0,094624	0,174885	27,45306	6,780342	0,384038	0,615962	17,48853
2012,7	2016,8	187,9507	14,33685	0,272382	0,125901	0,132051	0,176778	26,92618	3,549669	0,53077	0,46923	17,67783
2031,9	2033,2	168,6454	37,52047	0,368347	0,087291	0,081627	0,179088	26,30424	9,509359	0,324283	0,675717	17,90883
2033,9	2036	182,4343	17,38069	0,30875	0,114869	0,119932	0,181184	25,75921	4,498245	0,471496	0,528504	18,11837
2043,4	2044,6	181,9	54,86752	0,147166	0,1138	0,067501	0,109489	63,77907	5,735165	0,417568	0,582432	10,94893
2045,8	2047,6	202,4844	15,63699	0,241722	0,154969	0,126443	0,174378	27,59707	3,777451	0,514518	0,485482	17,43778
2053,2	2054,4	191,6742	12,32799	0,164264	0,133348	0,142405	0,146672	37,68077	2,181129	0,67711	0,32289	14,66724
2055,2	2056,9	184,8259	23,41698	0,186354	0,119652	0,103325	0,136444	42,91716	3,637548	0,524319	0,475681	13,64437



1. В зоне карста во время бурения с отбором керна при забое 3588м (а.о. - 3244м) зарегистрировано катастрофическое поглощение промывочной жидкости (полная потеря циркуляции на устье), увеличение скорости проходки, падение давления.

2. Были проведены ремонтно-изоляционные работы путем установки 2-х цементных мостов с использованием пакера и водоизоляционного реагента.

- После разбурки цементных мостов был перфорирован пласт ДФ<sub>5</sub> (Д<sub>3</sub>fm<sub>1</sub>zd) в открытом стволе в интервале 3565.5-3571.5м (а.о. -3222.5-3228.5м).

- При опробовании в процессе бурения КИИ-95 интервала 3513.1–3590.5м (а.о. -3172.5-3246.9м) получен приток пластовой воды без признаков нефти расчетным дебитом 379.7 м<sup>3</sup>/сут.

- В керне в интервале глубин 3590-3595 (а.о. -3246-3251м), отмечено нефтенасыщение по порам, трещинам и кавернам.

- В феврале 2006 г. скважина 5-Дюсушевская была остановлена бурением при забое 3601 м (а.о. 3257м) с целью испытания и освоения продуктивного пласта ДФ<sub>2</sub> (Д<sub>3</sub>fm<sub>1</sub>zd), вскрытого на глубине 3587 м (а.о. 3243м).

Нами был проведен анализ данной ситуации с комплексной интерпретацией промыслово-геофизических материалов:

1. В интервале 3588-3600 м выделена высокопроницаемая зона с карстовой полостью.

2. По соотношению параметров комплекса ГИС высокопроницаемая зона с карстовой полостью нефтенасыщена.

3. Наличие пластовой воды и нефтенасыщенного керна на глубине 3590 м (а.о. 3246 м), с нашей точки зрения, указывает на то, что при опробовании была отобрана вода, принятая скважиной при поглощении промывочной жидкости. А геологическая служба предприятия полагает, что получена пластовая вода, подтянутая в свод ловушки после извлечения из нее нефти соседними скважинами.

4. Рекомендуются перфорировать этот интервал для получения притока нефти и полного извлечения ее запасов.

В зоне карста в скважине 19 Ошкотынского месторождения была зафиксирована следующая ситуация:



- При бурении с отбором керна на глубине 3214 м (а.о. 3047.5м) произошло катастрофическое поглощение промывочной жидкости (полная потеря циркуляции). Керн отбирался в интервалах: 3194-3202,4 м, 3202,4-3209,7 м, 3209,7-3216,5 м, 3216,5-3218,2 м. Проходка с отбором керна составила 24,2 м, вынос керна – 21,6 м или 89,3%. На основании детального изучения кернового материала исследуемой скважины в интервале отбора керна присутствуют отложения верхнего девона фаменского яруса нижнего подъяруса (D3fm1):пласты DF5(3207,0-3218,2 м) и DF6(3194,0-3207,0 м).

- Бурение скважины производилось на безглинистом водополимерном растворе без выхода циркуляции с периодическим доливом бурового раствора плотностью 1,08 г/см<sup>3</sup> в затрубное пространство и закачками ВУС на забой для очистки долота перед наращиванием.

- Проведено испытание залежи ДФ6 в открытом стволе. Получен приток нефти плотностью 0.8437 г/см<sup>3</sup>, дебитом 11.58 м<sup>3</sup>/сут при средней депрессии 13.5 МПа. Средние значения пористости - 9,46 %, проницаемость - 219, 07 x10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Коллектора, преимущественно гидрофобные.

Мы проанализировали материалы по скважине и пришли к следующим выводам:

1. По установленным критериям выделяются зоны поглощения промывочной жидкости в двух интервалах: 3209-3214, 3286-3288 м.

2. По характеристикам методов ГИС интервал 3209-3214 м должен быть нефтенасыщен.

3. В связи с этим рекомендуется в скважине 19-Ошкотынская испытать интервал 3209-3214 м для открытия новой высокодебитной залежи.

В зоне карста в скважине 14П-Висовая (рис. 4.5, табл. 4.8):

- При бурении с отбором керна на глубине 3084м (а.о. 2943м) произошло резкое увеличение скорости бурения (с 0,3 до 2,1 м/ч), уменьшение нагрузки на долото (с 5 до 0 тонн), началось частичное поглощение промывочной жидкости.

- Керн (отбор проводился снарядом DBS Security) отобран в интервале 3074-3084,2м, проходка 10,2м, вынос – 10,2м (100%). Зафиксирована нефть в порах, трещинах и открытых кавернах.

- Закачка в скважину вязкой пачки (уд.вес 1,1 г/см<sup>3</sup>, вязкость 80 сек.)

- При продолжающейся циркуляции на устье вышла забойная газированная пачка промывочной жидкости с содержанием нефти до 7%.

- Закачка ВУРа, при этом интенсивность поглощения промывочной жидкости составила 6 м<sup>3</sup>/час.

- Дальнейшие работы по ликвидации поглощения заключались в приготовлении и закачке бурового раствора и ВУС в скважину и постоянной промывке и расхаживании бурового инструмента. При этом выходили пачки раствора, насыщенные газом и нефтью.

- Контроль притока-поглощения.

- Спуск эксплуатационной колонны до глубины 3130м.

Нами была проведена интерпретация материалов ГИС, в результате которой установлено следующее:

1. По разработанным нами критериям и данным проводки скважины уверенно выделяются два интервала поглощения промывочной жидкости на глубинах 3084-3089 м (а.о. 2943-2948 м), 3215-3218 м (а.о. 3079-3082 м).

2. По нормализации БК и НКтб предполагается нефтенасыщенность интервала поглощения 3084-3089 м и водонасыщенность интервала 3215-3218 м.

3. Нефтенасыщенные пласты выделены в интервалах 2915-2917, 2926-2928, 3040-3042, 3057-3061 м.

4. В связи с полученными результатами рекомендуется перфорировать зону поглощения промывочной жидкости в интервале 3084-3089 м для получения высокодебитного притока нефти.

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 (до полной потери циркуляции на устье). Для его ликвидации предприняты следующие меры:

- Долив в скважину промывочной жидкости. Поглощение - 30 м<sup>3</sup>

- Закачка вязкой пачки, продавка. Поглощение 70 м<sup>3</sup>.

- Долив в скважину промывочной жидкости. Поглощение 211 м<sup>3</sup>.

- Проведение ГИС (термометр). Во время проведения ГИС произошел выброс нефти из скважины в объеме 50 м<sup>3</sup>.
- Закачивание в скважину ВУР (33 м<sup>3</sup>), промывочной жидкости (120 м<sup>3</sup>)
- При спуске бурового инструмента произошел выброс нефти из скважины (3 м<sup>3</sup>).
- Закачка 40 м<sup>3</sup> технической воды и 30 м<sup>3</sup> ВУР в затрубное пространство скважины.
- Закачка 90 м<sup>3</sup> промывочной жидкости в затрубное пространство скважины.
- Дальнейшее бурение до глубины 3230м осуществлялось на технической воде без выхода циркуляции.

Данные ГИС были интерпретированы нами в комплексе Geo Solver, в результате чего в скважине 1103-Северо-Хоседаюская установлено следующее:

1. 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, на нем мы и остановимся по подробнее.

#### **4.6 Определение пористости по данным ЯМК**

Использование эффекта ядерного магнитного резонанса (ЯМР) для определения пористости горных пород базируется на возможности прямой индикации водородосодержания поровых флюидов (воды, нефти, газа), находящихся непосредственно в поровом пространстве.

При ЯМР-исследованиях порового пространства горных пород измеряется реакция намагниченности порового флюида на резонансное воздействие, вызывающее прецессию ядер водорода в магнитном поле. Измеряемыми величинами являются амплитуда и характер изменения во времени сигнала ядерной намагниченности порового флюида в породе (рис. 4.6). Амплитуда сигнала пропорциональна объемному водородосодержанию. При этом к моменту начала измерения релаксация водорода, входящего в состав твердой фазы, завершается, и он не вносит вклада в сигнал. Поэтому ЯМК характеризует водородосодержание только флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы,

которое по данным калибровки может быть пересчитано в коэффициент пористости [95].

Способность флюидов намагничиваться в магнитном поле характеризуется временем продольной релаксации  $t_1$ . Изменение намагниченности после резонансных воздействий на ядра водорода характеризуется временем поперечной релаксации  $t_2$  и определяется тремя параллельно проходящими процессами релаксации: поверхностной, диффузионной и объемной [95].

*Поверхностная релаксация* возникает за счет эффектов взаимодействия ядер водорода (протонов), вследствие диффузии молекул флюида, с поверхностью пор. Поверхностная релаксация определяется распределением пористости по размерам пор формой пор и минералогическим составом твердой фазы.

*Диффузионная релаксация* проявляется в неоднородном магнитном поле прецессии, где молекулярное движение вызывает расфазировку магнитных моментов протонов. Петрофизической причиной формирования неоднородности магнитного поля в ограниченной области исследования является существенное различие магнитных восприимчивостей минералов твердой фазы и порового флюида (как правило - значительное наличие магнитных минералов в породе).

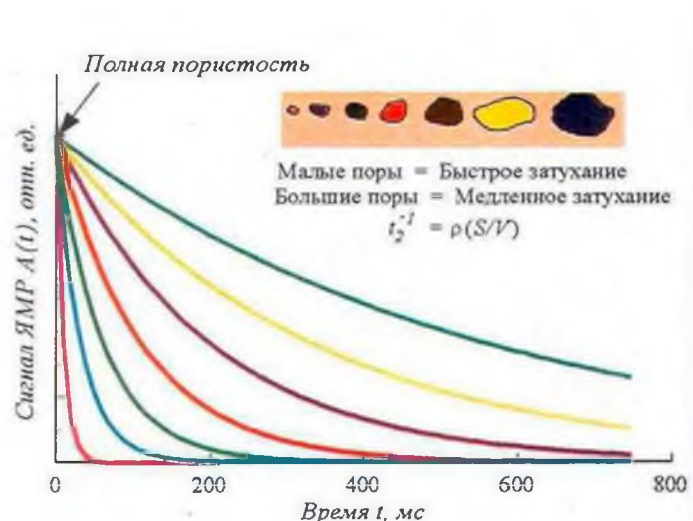


Рисунок 4.6 – Сигнал ЯМР от пор различных размеров

*Объемная релаксация* определяется собственно свойствами флюида, насыщающего поровое пространство, и не одинаково проявляется для различных типов флюидов, их состава и вязкости. Эффект объемной релаксации слабее поверхностной и становится заметным, когда взаимодействие протонов с поверхностью пор ограничено, т.е. в крупных порах, в кавернозных карбонатах или для углеводородов в гидрофильных коллекторах (протоны УВ не контактируют с



поверхностью пор). Таким образом, эффект ЯМР чувствителен к таким практически важным петрофизическим параметрам, как распределение пористости по размерам пор и их общий объем, насыщенность и состав флюидов. Основным негативным фактором является влияние магнитных минералов, но их содержание в карбонатных разрезах обычно невелико и существенно не влияет на результаты измерений.

Наилучшие возможности ЯМР имеет для определения характеристик емкости, поскольку эффекты поверхностной релаксации при изучении горных пород являются основными в формировании релаксационной кривой, а амплитуда характеризует водородосодержание флюида. Самостоятельное значение имеет оценка типа флюида, насыщающего поровое пространство. Эта задача более сложна, поскольку требует выделения достаточно слабых эффектов диффузионной и объемной релаксации на фоне поверхностной, и реализуется при применении специальных методик измерений [64].

Метод ЯМК является единственным методом ГИС, принципиально позволяющим получить дифференцированную информацию о распределении пористости и на этой основе определить различные компоненты общей пористости.

Исходной информацией для определения пористости являются: данные по калибровке прибора в емкости, имитирующей 100% пористость, и зарегистрированная релаксационная кривая.

Обработка данных заключается в преобразовании релаксационной кривой в дифференциальное, а затем и интегральное распределение пористости по временам релаксации с использованием специальных математических процедур.

По данным ЯМР в сильном магнитном поле лабораторном и скважинном вариантах принято определять три группы характеристик пористости: распределение пористости по временам релаксации; общая пористость.

Таблица 4.10 – Основные виды пористости, определяемые по данным ЯМК

Виды пористости	ЯМК в искусственном поле	ЯМК в поле земли
Дифференциальное и интегральное распределение пористости по времени релаксации $t_2$ (качественный аналог распределения пористости по размерам пор)	+	-
Пористость глин $K_{п.гл} = V_{п.гл} / V$	+	-
Пористость, занятая капиллярно-связанной водой: $K_{п.кап-св} = V_{п.кап-св} / V$	+	-
Пористость, занятая остаточной водой $K_{п.во} = K_{п.гл} + K_{п.кап-св}$	+	-
Эффективная пористость	+	ИСФ

$K_{пэф} = K_{п} - K_{п.во} = K_{п} * (1 - K_{п.во})$		
Каверновая емкость (в карбонатах) $K_{п.кав} = V_{кав}/V$	+	-
Поровая емкость (в карбонатах) $K_{п.пор} = K_{п} - K_{п.кав}$	+	-
Общая пористость по ЯМК $K_{п.яМК} = V_{п}/V$	+	-

Распределение пористости по временам релаксации характеризуют дифференциальный и интегральный спектры  $t_2$ , которые качественно отражают распределение пористости по размерам пор [95]. Определение компонентов общей пористости проводится путем интегрирования дифференциальных спектров во временных интервалах с петрофизически обоснованными границами ( $t_{2min} - t_{2max}$ ). Дифференциальные спектры могут приводиться в различных формах 2D-представления. Базовая форма представления приведена во второй колонке; в третьей ("вид сверху") - дополнительная форма, облегчающая визуальный анализ. Т.к. дифференциальный спектр отражает распределение пористости по размерам пор, эта информация позволяет судить об особенностях структуры порового пространства (диапазон изменения размеров пор, преобладающих группах пор, сортировке пор, модальных размерах и др.). Интегральный спектр также может иметь 2D-представление, но стандартным является его визуализация в виде объемной модели распределения пористости по "бинам" - в заданных временных интервалах с принятыми границами 4, 8, 16...1024 мс (первая колонка по рис. 4.7). Бинарное представление позволяет представить соотношение пористости, приходящейся на поры различного размера в пустотном пространстве. Красные тона характеризуют поры, в которых вода капиллярно связана, синие тона - эффективные поры. Чем более насыщен синий цвет, тем крупнее поры и наоборот, чем больше насыщен красный цвет, тем мельче поры. Компоненты общей пористости, связанные с пористостью глин, капиллярно-связанной, эффективной, каверновой емкостью представляются в виде объемной модели (четвертая колонка) [64, 95].

Приведенные на рисунке 4.7 фрагменты дают представление о возможностях ЯМК в искусственном поле в различных типах разрезов.

Нами был проведен анализ каротажных данных прибора ЯМК MREX скважины 14П Висового месторождения, любезно предоставленных компанией ООО «РУСВЬЕТПЕТРО» (рис. 4.8-4.9).

Ниже приводится краткое описание основных методов обработки:

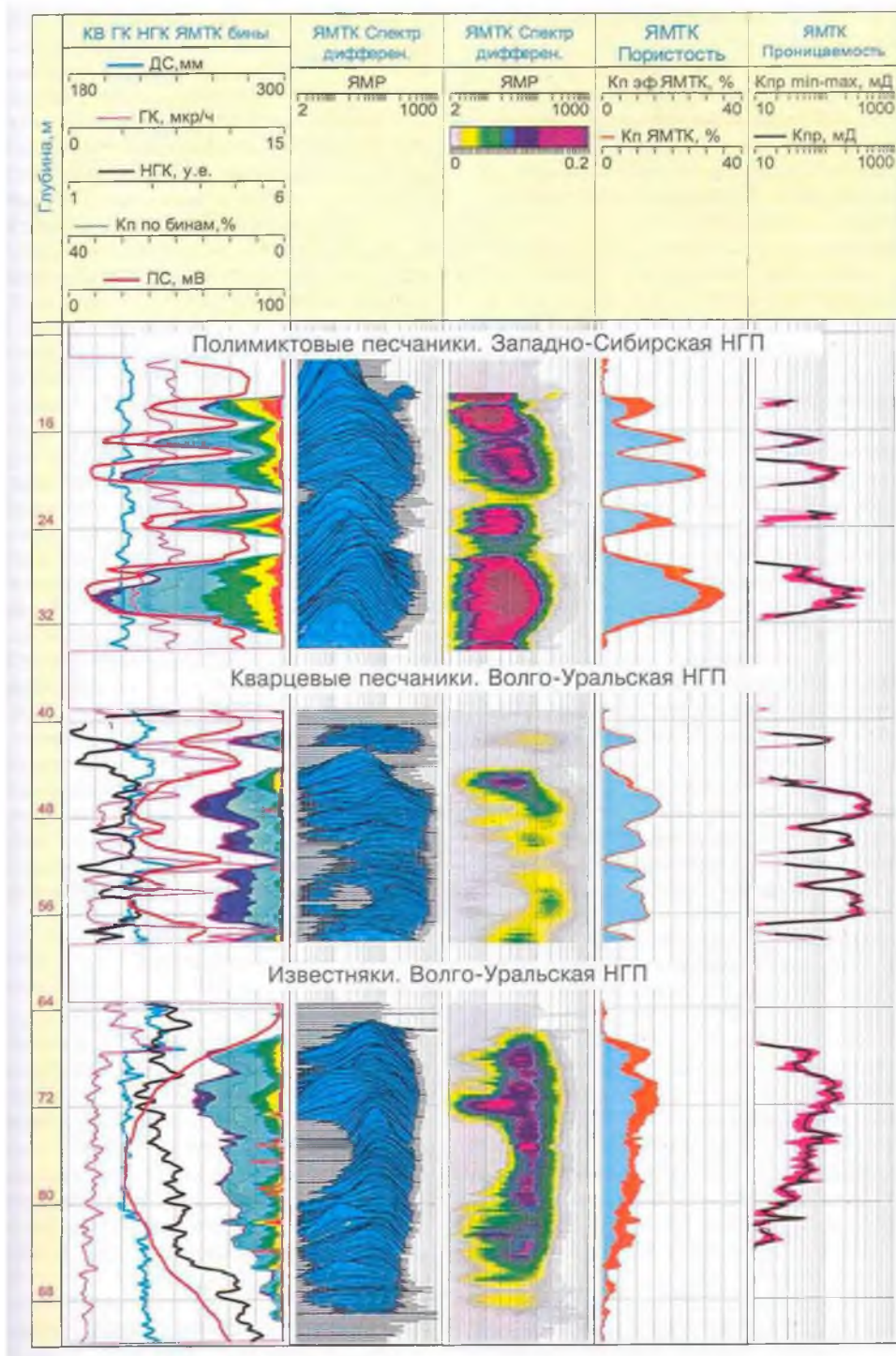


Рисунок 4.7 – Примеры представления данных каротажа прибором ЯМТК

- Стандартная обработка спектра T2 ЯМК (NMR.100) - петрофизический анализ с помощью стандартной инверсии данных ЯМК для получения частичных пористостей, соответствующих объемам подвижного флюида, капиллярно-связанной воды и воды в глинистой составляющей.
- 2D NMR анализ (NMR.250) - метод 2D NMR, основан на получении спектров распределения коэффициента диффузии D и времени поперечной релаксации T2ист для различных флюидов в зоне исследования прибора.

Рассматривая сигналы ЯМР в координатах двух параметров, с помощью кросс-плотов D-T2ист возможно производить типизацию флюидов.

Проницаемость рассчитывалась по формуле Тимура-Коатса с использованием коэффициентов, калиброванных на проницаемость, рассчитанную по данным керновых зависимостей.

По результатам стандартной обработки данных ЯМК в интервале 3041-3350 м основной сигнал в спектре T2<sub>каж</sub> соответствует свободному флюиду, выделяются также слабые сигналы от капиллярно- и глинисто-связанной воды. Средняя кажущаяся пористость в верхнем в интервале 3081.7-3128 м составляет 6-8%, для нижних интервалов 3128-3318 м изменяется в широких пределах от 6% до 18%..

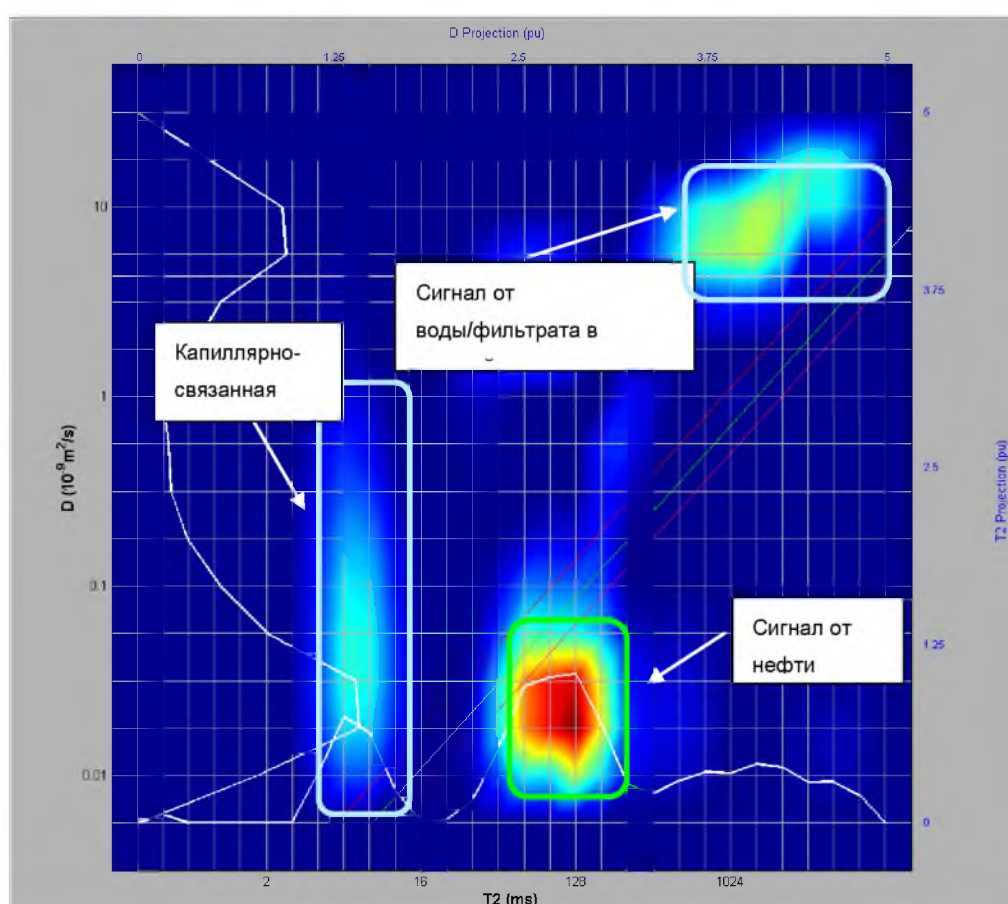


Рисунок 4.8 – Скважина 14П Висовая, нефтенасыщенный интервал 3088-3090 м.

Выделен хороший сигнал от нефти, сигнал от воды в крупной пористости и капиллярно-связанной воды.

Анализ 2D NMR показал, что нефтенасыщенные коллекторы выделяются в интервале 3081.7 – 3126.1 м. Сигнал от нефти уверенно выделяется в следующих интервалах (рис. 4.11): 3081.7-3083.7, 3089-3093, 3094-3096, 3107-3108, 3120.7-



3122.4, 3124.5-3126 м.

В скважине 14П Висовая интервал 3088-3090 м определен как нефтенасыщенный, выше мы приводили интерпретацию этой скважины, здесь было зафиксировано поглощение промывочной жидкости, этот интервал мы охарактеризовали по комплексу ГИС, как нефтенасыщенный.

В указанных интервалах выделены следующие типы сигналов: преобладают сигналы на картах D-T2ист от свободной воды/фильтрата бурового раствора, находящегося в крупных порах размером более 10 мкм и кавернах и воды в матричной пористости.

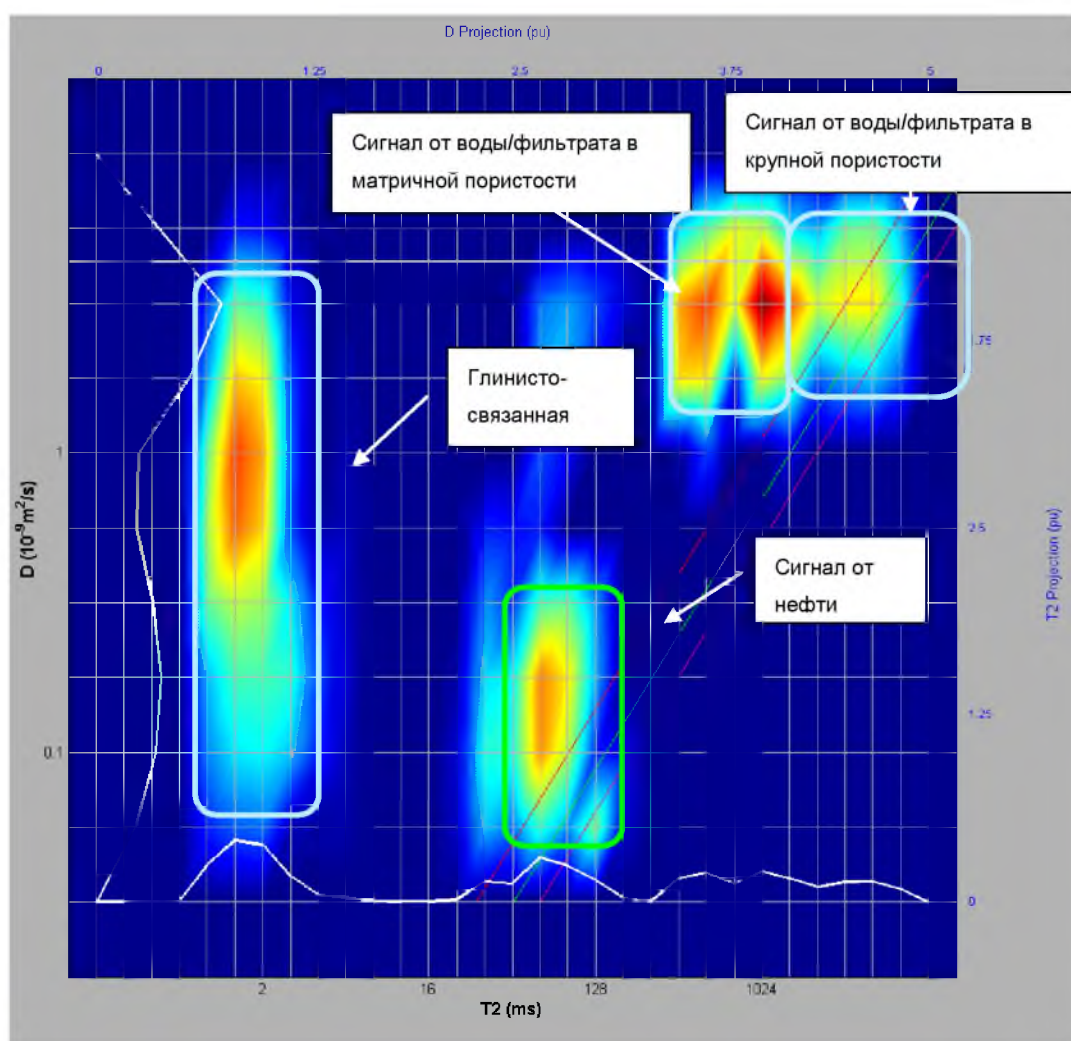


Рис. 4.9 – Интервал 3107-3108 м скважины 14П Висовая. Присутствуют сигналы от нефти, свободной воды/фильтрата бурового раствора в матричной и крупной (кавернозной) пористости, а также сигналы от капиллярно-связанной воды.

Так же проведен анализ каротажных данных прибора ЯМК скважины 9Р Висового месторождения (рис. 4.10). Красным выделена потенциальная зона



- ЯМК+РК. По данным ЯМК определяется общая пористость глин, по данным РК –  $K_{gl}$ . По этим двум параметрам рассчитываются все остальные характеристики глинистости (агрегатная, коэффициент пористости цемента, относительная глинистость);

- ЯМК+РК. Оценка  $K_{ng}$ , используя модели электропроводности глинистых песчаников (типа "двойной воды" и др.): при расчете используются данные ЯМК -  $K_n$  (общая пористость) и  $K_{n,gl}$  (доля воды с аномальной электропроводностью).

3. Уточнение характеристик пористости по ЯМК используя данные других методов ГИС как эталонные. Применяется, если режимы измерений ЯМК или особенности разреза не позволили определить какую-либо из компонент пористости по ЯМК. Ее величина рассчитывается как разность между  $K_n$  по ГИС и ЯМК. Так может определяться: пористость глин; эффективная пористость; каверновая пористость; пористость, занятая битумом.

4. Построение связей типа "ГИС-ГИС". По данным ЯМК принципиально могут определяться все основные характеристики ФЕС коллекторов -  $K_n$ ,  $K_{n,эф}$ ,  $K_{60}$  и  $K_{np}$ , причем - в пластовых условиях. Это позволяет использовать данные ЯМК как базовые при построении зависимостей типа "ГИС-ГИС" для определения подсчетных параметров (рис. 4.11).

#### 4.7 Оценка характера насыщенности по комплексу методов ГИС

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.

УЭС промытой зоны определяется при интерпретации БКЗ-БК, сопротивление фильтра бурового раствора определяется по палеткам или же по резистивиметру. Далее по зависимости  $P_n=f(K_n)$  через  $P_n=r_{пз}/r_f$  находим  $K_n$ . Можно и др. способами описанными выше, но везде участвует зависимость  $P_n=f(K_n)$  [28, 29]. Далее используя различные методы для нахождения пористости, акустический каротаж (используем метод среднего времени), нейтрон-нейтронный каротаж (обработка методом двух опорных пластов, учитывая поправки за глинистость, диаметр скважины, минерализацию бурового раствора, термобарические условия,

инертность аппаратуры), гамма-гамма плотностной каротаж, приводим принятый  $K_{п\ прин}$  (более достоверное или некое среднее значение). Далее находим  $P_n = r_{пз} / r_{вп}$ , где  $r_{вп} = P_{п'} * r_{в}$ , где  $P_{п'} = f(K_{п\ прин})$ .  $P_n$  так же зависит от  $K_{в}$ ,  $P_n = f(K_{в}) = f(1 - K_n)$ , отсюда находим численное значение коэффициента нефтенасыщенности  $K_n$  [56, 36].

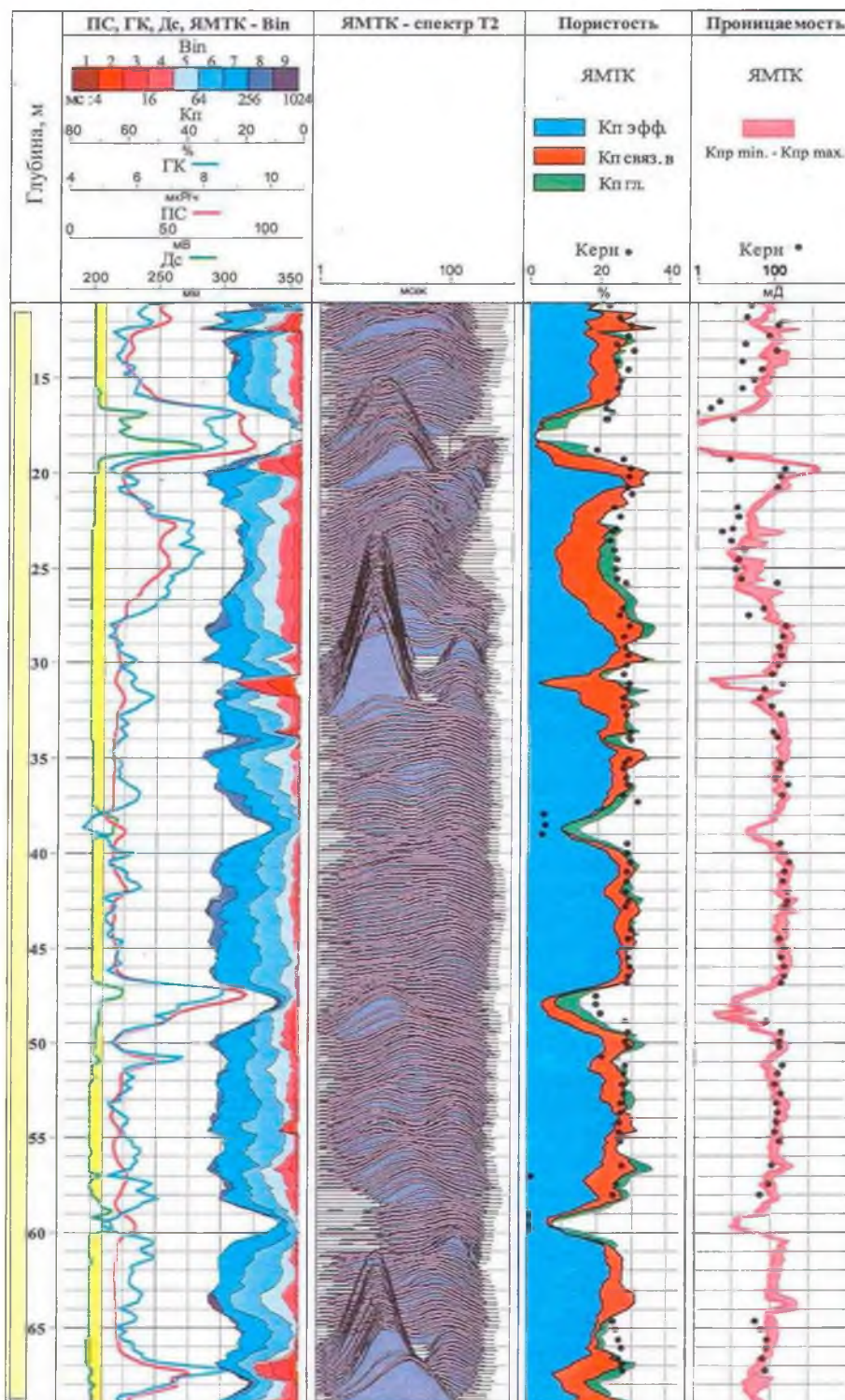


Рис. 4.11 – Сравнение результатов определения пористости и проницаемости по данным ЯМТК с результатами лабораторных исследований керна



Рассмотренные выше методика оценки характера насыщенности требует, помимо количественных определений УЭС пласта и его промытой зоны, результатов большого количества испытаний продуктивных и водоносных пластов, а также проведения лабораторных исследований керна с целью получения необходимых петрофизических зависимостей и кривых фазовой относительной проницаемости.

Для оперативного выделения нефтегазонасыщенных коллекторов можно использовать способы, базирующиеся исключительно на зарегистрированных показаниях методов ГИС и не требующие знания истинных величин  $\rho_n$ ,  $K_n$ ,  $\rho_w$ ,  $P_n$ ,  $K_g$  и критических значений тех или иных параметров.

Наибольшее распространение получил, особенно при изучении карбонатных отложений, так называемый способ нормализации [95]. 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 НГК (или АК) по пористости кривую БК перестраивают в логарифмический масштаб НГК (или арифметический масштаб АК), для чего модули (коэффициенты) перестроения выбирают таким образом, чтобы кривые совпадали в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью. Кривая НГК (или АК) 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 НГК) (рис. 4.12). Этот способ прост, нагляден и не требует специальной обработки диаграмм и сложных расчетов.

Совмещению диаграмм удельного сопротивления и НГК предшествует обработка диаграммного материала — нормализация диаграмм, заключающаяся в выборе логарифмического масштаба, трансформации кривых сопротивления, т. е. в условном приведении величин  $\rho_n$  и  $I_{ny}$  к единому масштабу пористости. Для выбора масштаба в изучаемом разрезе выявляют опорные пласты, для которых в определенном диапазоне сохраняется линейная зависимость изменения геофизических параметров и пористости.

Опорными пластами могут служить чистые неглинистые и незагипсованные водонасыщенные карбонатные породы с межзерновой пористостью мощностью не

менее 2—3 м, против которых соблюдается соответствие формы кривых удельного сопротивления и НГК. Для этих пластов вместо предельного относительного сопротивления  $R_{п}$  допускается использовать удельное сопротивление  $\rho_{п}$ , так как предполагается, что в исследуемом интервале удельное сопротивление пластовой воды  $\rho_{в}$  и температура изменяются мало, сохраняясь практически неизменными.

Модуль логарифмического масштаба определяют (в мм) по оси абсцисс; он соответствует 10-кратному изменению удельного сопротивления по оси ординат. Диаграммы удельного сопротивления по известному модулю перестраивают в логарифмическом масштабе и совмещают с диаграммами НГК. При вычерчивании диаграмм добиваются наилучшего их совмещения против водоносных пород. Логарифмический масштаб удельного сопротивления калибруется также в масштабе пористости по зависимости  $R_{п} = f(k_{п})$ , установленной для рассматриваемых пород.

Интерпретация нормализованных диаграмм сводится к выявлению в разрезе нефтеносных пластов. Против них нормализованные диаграммы удельного сопротивления и диаграммы НГК расходятся (показания на кривых удельного сопротивления значительно выше показаний на кривой НГК). Расхождение будет тем больше, чем выше нефтенасыщенность пласта. В используемом логарифмическом масштабе фиктивные (приближенные) значения коэффициента увеличения сопротивления  $R_{н.ф} = \rho_{п.ф} / \rho'_{вп}$ .

Условное (фиктивное) удельное сопротивление  $\rho_{п.ф}$  отсчитывают против нефтеносного пласта по диаграммам  $\rho_{НК(БК)}$ , а значение  $\rho'_{вп}$  снимают по диаграмме НГК, условно считая ее эквивалентной диаграмме удельного сопротивления при 100%-ной водонасыщенности пласта (это соответствует основному положению метода, допускающему для водоносных неглинистых и незагипсованных коллекторов совпадение амплитуд нормализованных диаграмм удельного сопротивления и НГК).

Для оценки нефтенасыщенности  $R_{н.ф}$  сравнивают с критическим значением этого параметра  $R_{н.кр}$ . При  $R_{н.ф} > R_{н.кр}$  пласт относится к категории промышленно нефтеносных. Коэффициент  $R_{н.ф}$  определяется расстоянием между диаграммами НГК и КС, что способствует визуальному выделению интервалов, для которых  $R_{н.ф} > 1$ . Расхождения между действительным значением коэффициента увеличения

сопротивления и его фиктивной величиной может быть вызвано: наличием повышающего проникновения, снижающего точность определения удельного сопротивления  $\rho_{\Sigma}$  БК(НК) наличием кавернзности, завышающей удельное сопротивление пласта, несоответствием исходной зависимости  $\rho_{\Pi}=f(I_{\Pi\gamma})$ ; из-за литологических и структурных факторов (тип коллектора, глинистость, загипсованность и др.).

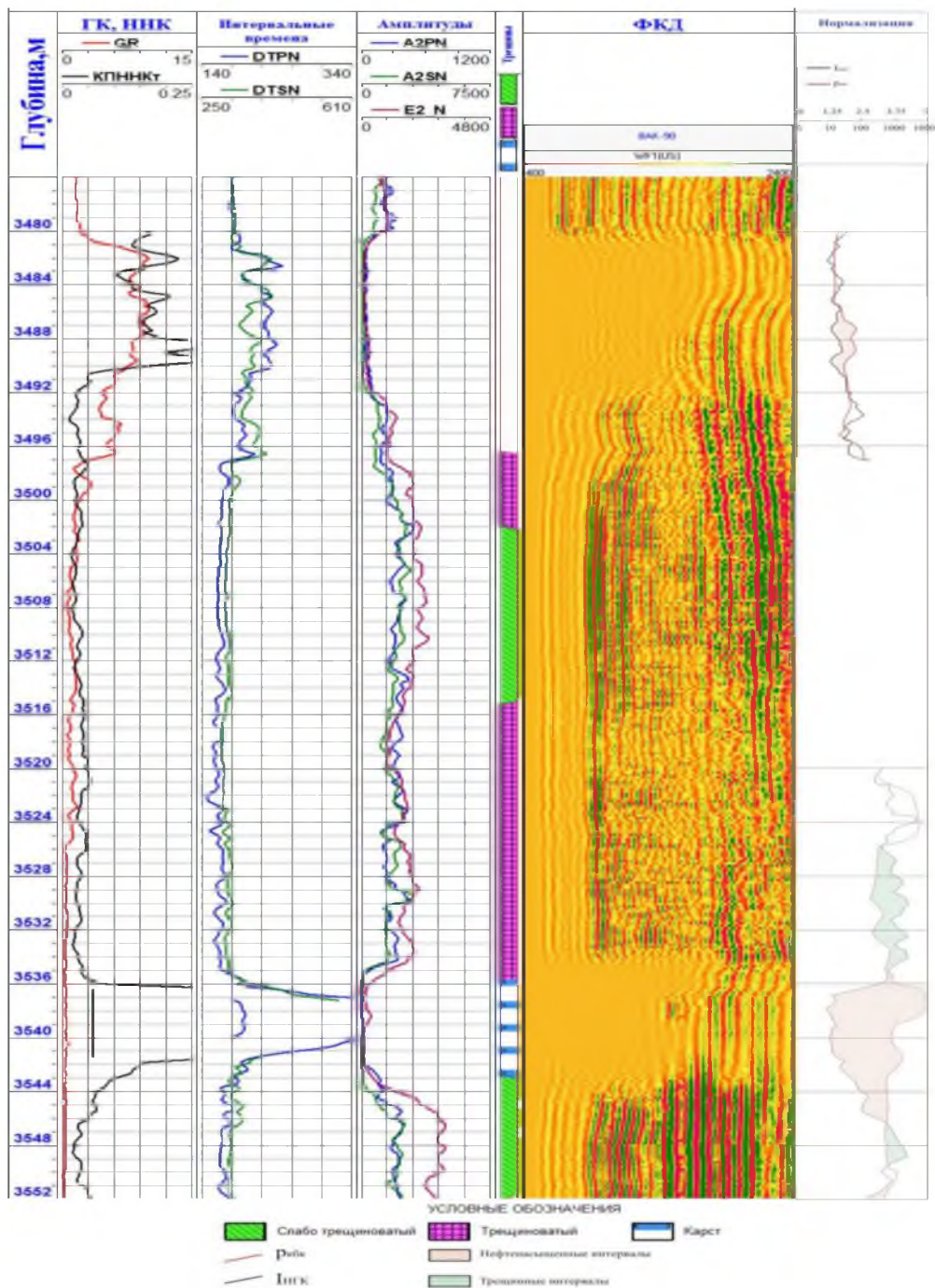


Рисунок 4.12 – Выделение в карбонатном разрезе в зоне поглощения промывочной жидкости продуктивных интервалов по нормированным кривым НКГ и БК (скв. 3 Восточно-Колвинского месторождения)

Для водоносных, неглинистых и незагипсованных пластов с межзерновой пористостью (типа опорных) нормализованные диаграммы удельного сопротивления и НГК совпадают. В этом случае нормализованные диаграммы могут рассматриваться как кривые пористости; для них применима зависимость  $\rho_{п} = f(k_{п})$ .

Снижение точности оценки пористости наблюдается при изменении литологии коллектора, а также вследствие того, что калибровку шкалы удельного сопротивления производят не по истинным значениям  $\rho_{п}$ , а по приближенным  $\rho_{БК}$  и  $\rho_{ИК}$ . С целью повышения точности интерпретации кривые эталонируют по керновым данным. Для оценки общей пористости  $k_{п.общ}$  нефтеносных пластов с межзерновой пористостью, а также других типов коллекторов (трещинных, кавернозных, смешанных) независимо от характера насыщенности (нефть, вода) используют диаграмму НГК.

Разделение коллекторов по типам с помощью нормализованных диаграмм базируется на различном влиянии структуры пор на величину удельного сопротивления  $\rho_{п}$  (трещиноватость приводит к снижению удельного сопротивления, кавернозность — к ее завышению). На нормированных диаграммах против трещинных коллекторов наблюдается смещение кривой удельного сопротивления влево от показаний на диаграмме НГК, а против кавернозных — вправо.

Методику нормализации в комплексе с другими методами используют главным образом при выделении трещинных коллекторов и оценке их нефтегазонасыщенности в карбонатных разрезах.

На рисунке 4.12 представлен результат нормализации БК и НГК в скважине 3 Восточно-Колвинская, в интервале 3536-3546 м, характеризуемом как нефтенасыщенный. Превышение сопротивления  $\rho_{БК}$  над показаниями НГК свидетельствует о наличии здесь нефтенасыщенных коллекторов.

На рисунке 4.13 представлен пример нормализации, проведенной нами, где в скважине 14П Висовая в интервале поглощения промывочной жидкости 3084-3090 м так же можно увидеть превышение показаний  $\rho_{БК}$  над показаниями НГК, что так же подтверждает нефтенасыщенность данного интервала. Во втором интервале 3215-3220 м, которой тоже выделяется поглощением промывочной



жидкости, показания БК не сильно отличаются от показаний НГК, сравнивая насыщенность, найденную другими методами и полученными промышленными данными, можно сделать вывод, что нижний интервал поглощения промывочной жидкости – водонасыщен.

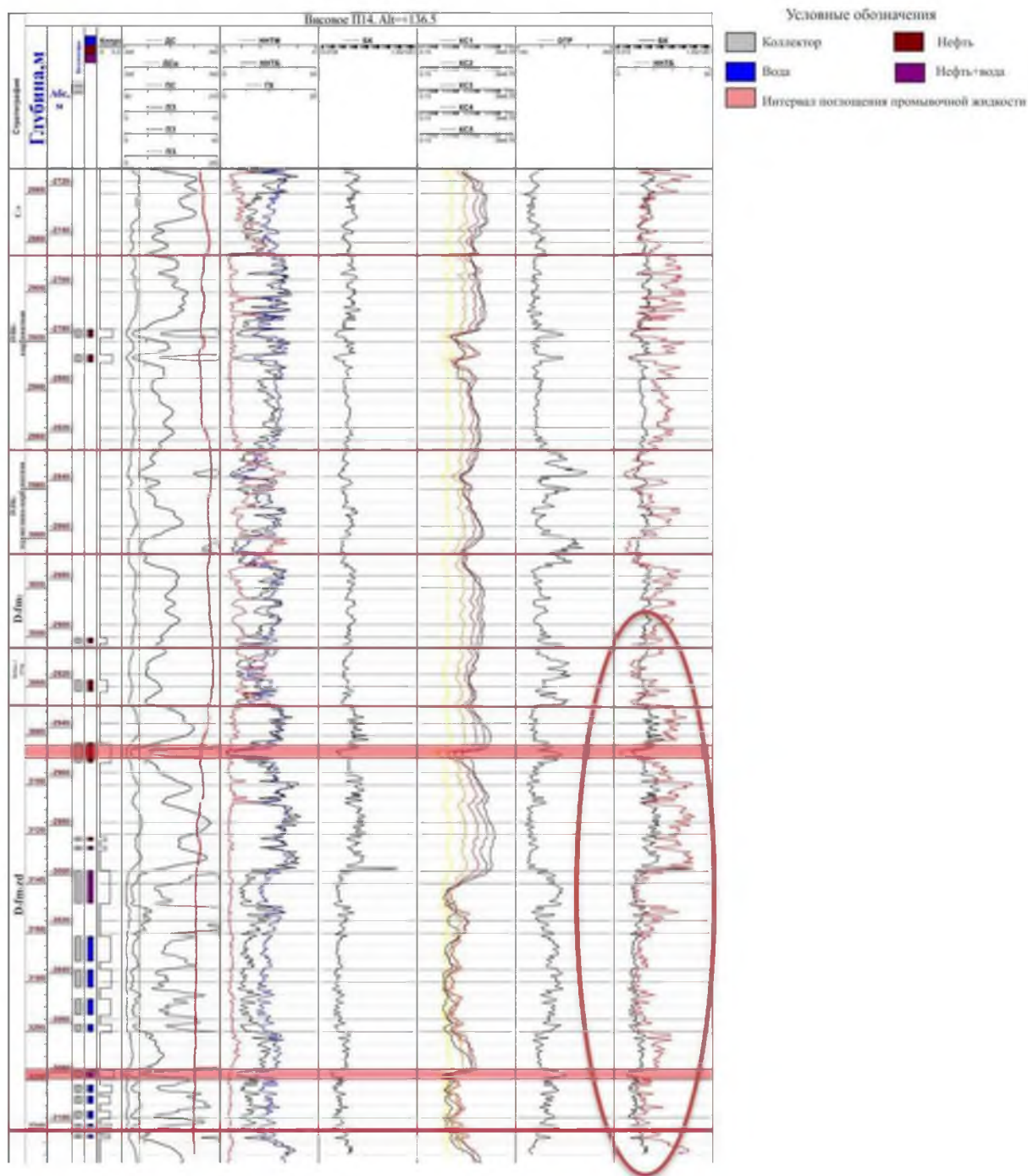


Рисунок 4.13 - Пример нормализации в скважине 14П Висовая

Резюмируя можно сказать, что эффективность метода нормализации при оценке насыщенности в зонах поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках доказана. Метод нормализации дает возможность быстрого просмотра

значительных интервалов исследуемых пород и выделения перспективных участков для дальнейшей детальной интерпретации.

Конечно, количественная характеристика емкостного пространства коллектора является важной задачей, но, на наш взгляд, существенней определить его насыщение и уже на стадии вскрытия иметь план мероприятий по успешному освоению коллектора. В данном случае мы говорим о перспективных зонах поглощения промывочной жидкости. Важную роль в определении насыщения подобных коллекторов играет прогноз зон поглощения промывочной жидкости.

Таким образом, проведен 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, Центральнорейверского, Висового, Северо-Хоседаюского, Кочмесского, Лузского месторождений.

## **5 ПРОГНОЗ НАСЫЩЕНИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ПОСТРОЙКАХ**

Если поглощения промывочной жидкости, провалы инструмента фиксируются при проводке скважин моментально, то насыщение этих зон устанавливается трудно, а делать это всегда, с нашей точки зрения, надо, так как это приносит значительный геолого-экономический эффект: опробование и испытание неизменного «борьбой» с поглощением коллектора может дать высокий дебит и быстрое освоение скважины для ввода в эксплуатацию. Поэтому мы считаем важнейшей своей задачей прогноз зон карста через поглощения промывочной жидкости и провалы инструмента и определение характера насыщения флюидами таких зон комплексом геофизических методов.

### **5.1 Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских карбонатных постройках Тимано-Печорской Провинции на примере рифовых зон Хорейверской впадины**

Прекрасным полигоном для решения названных задач является рифовая зона Хорейверской впадины, состоящая из Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовых зон, целенаправленное картирование которой начато в начале 80-х годов прошлого века в рамках программы картирования рифов, разработанной в Ухтинском территориальном геологическом управлении и его подразделениях. В разработку и реализацию программы, плодами которой пользуются сегодняшние геологи, геофизики, нефтяники провинции, внесли Н.Г. Чочиа, Т.И. Кушнарера, Н.Д. Матвиевская, Б.Я. Вассерман, В.И. Богацкий, В.Б. Ростовщиков, М.М. Грачевский, А.В. Соломатин, В.Вл. Меннер, Г.А. Иоффе, Н.К. Фортунатова, В.Г. Кузнецов, Н.И. Никонов, Л.В. Пармузина, Б.П. Богданов, С.А. Прохоров, А.И. Корнилова, Т.К. Щусь, В.А. Стенина, Н.С. Ласкина, В.С. Парасына, Н.С. Борисов, Ю.Г. Корпачев, Р.И. Бирон, А.И. Иванова, Л.В. Дегтярева, А.Ф. Панцерно, А.С. Бушуев, Л.А. Гобанов, В.Д. Кузовкова, В.А. Михеев, И.А. Шаблыгина и многие-многие другие.

В настоящее время нефтяные залежи в зонах рифов разрабатываются многими недропользователями, к некоторым из которых мы обратились за материалом по поглощениям. Нам любезно были предоставлены геолого-геофизические, геолого-технологические материалы геологическими службами

ООО «Компания Полярное Сияние», ООО «РосВьетПетро», которым мы очень благодарны.

ООО «Компания Полярное Сияние» принадлежат лицензии по месторождениям Дюсушевское, Восточно-Колвинское, Ардалинское, Ошкотынское, Центральнорейверское. Очень показательны результаты изучения Ардалинского месторождения.

По данным В. Арестова, М. Дорфмана и др., Ардалинское нефтяное месторождение представляет собой пластово-массивную залежь, приуроченную к карбонатным отложениям верхнего девона [9]. Размеры залежи составляют 5,6х3,0 км (рис. 5.1). По мнению авторов, Ардалинское нефтяное месторождение – это сложный водорослевый биогерм, который представлен тремя литологическими типами коллекторов: тромболитовые крупнозернистые известняки, водорослевые ламиниты, водорослевые строматолиты. Карбонатные коллектора залежи имеют первичную и вторичную типы пористости. Первичная пористость включает в себя межзерновую пористость известняков, ноздревато-окончатую пористость ламинитов. Вторичная пористость состоит из микротрещин, трещин, каверн и горизонтальных каналов, поверхностей выветривания. Продуктивная толща представляет собой единый карбонатный массив, для которого кровля и подошва не определяются четкими литологическими изменениями, а обусловлены переходом к более плотным разностям тех же известняков. Лучшей продуктивностью характеризуются верхний и нижний пласты – ДФ<sub>4</sub> и ДФ<sub>2</sub>. Пласт ДФ<sub>3</sub> сложен плотными карбонатами с повсеместно развитой трещиноватостью, которая обеспечивает хорошую гидродинамическую связь пластов ДФ<sub>4</sub> и ДФ<sub>2</sub> и, соответственно, всего резервуара в целом (рис. 5.2). ВНК в залежи находится на глубине 3294 метров, уровень чистой воды на глубине 3305 метров. Месторождение водоплавающее, с активным подпирающим водоносным горизонтом, режим работы пласта – активный водонапорный. По данным ВСП и скважинного телевизора (FMS) были определены две пересекающиеся ориентации трещин: север-юг и север-северо-запад-юг-юго-восток.

В 1994 году на Ардалинском месторождении была проведена 3D-сейсмика. В результате которой уточнена структурная поверхность залежи, а также выполнена работа по выявлению зон распространения палеокарста в залежи. За



основу было взято предположение об образовании палеокарста (карста, пустот, трещин) в результате обрушения естественных пещер в ходе осадконакопления. Данные 3D-сейсмики позволили определить зоны разуплотнения, которые характеризуют распространение палеокарста в залежи (рис. 5.3).

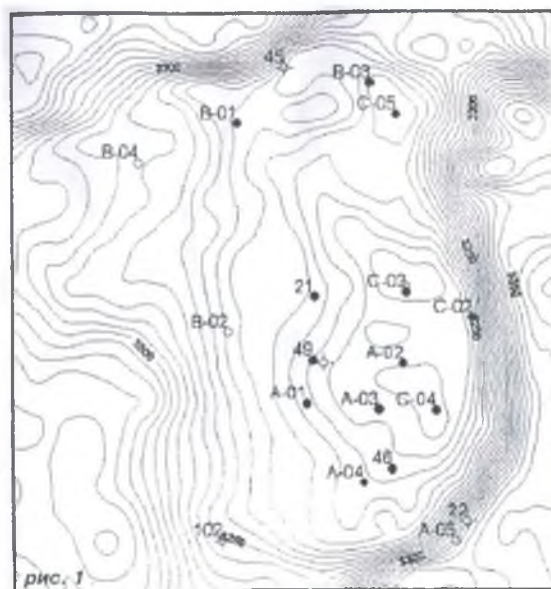
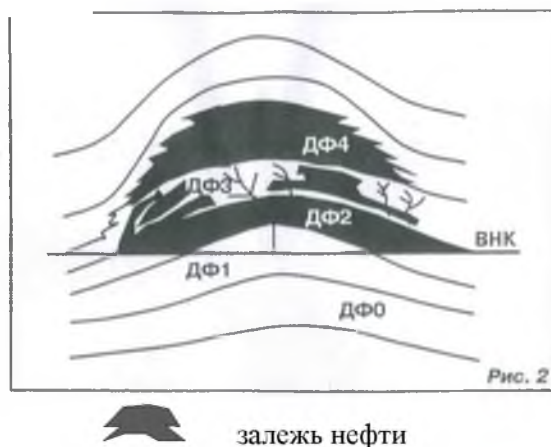


Рисунок 5.1 – Структурная карта по кровле коллекторов фамена Ардалинского месторождения (по В. Арестову и др., 2002)



залежь нефти

Рисунок 5.2 – Геологический профиль продуктивных пластов Ардалинского месторождения (по В. Арестову и др., 2002)

При построении геологической модели был проведен тщательный анализ керна по ряду скважин Ардалинского месторождения. Образец керна показал, что коллектор имеет ярко выраженную микротрещиноватость. Проницаемость варьирует в достаточно больших пределах. Выявленные зоны поглощения при бурении скважин совместно с результатами интерпретации 3D-сейсмики позволили определить распространение макронеоднородности по месторождению.

На месторождении отмечена очень хорошая сообщаемость по коллектору. Данное наблюдение было сделано на основе результатов горизонтального и вертикального гидропрослушиваний, которые показали, что на изменение режима работы месторождения мгновенно реагируют скважины, расположенные на противоположных крыльях залежи, что свидетельствует о наличии очень хорошей гидродинамической связи по всех залежи.

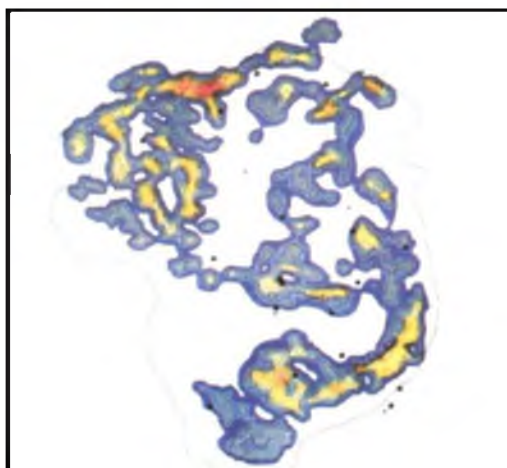


Рисунок 5.3 – Карта распространения палеокарста на Ардалинском месторождении (по В. Арестову и др., 2002)

Эти материалы по Ардалинскому месторождению привлекательны комплексным анализом геолого-сейсмических данных, из которых очень показательны структурная карта, схема палеокарста. Эти карты, временные разрезы, разрезы скважин позволяют нам сделать очень важный вывод о строении Ардалинского месторождения и Западно-Ошкотынской структуры, к которой приурочено месторождение. А именно, изометрично-округлая форма постройки, изометрично-округлое распределение палеокарста, отсутствие доманикоидных фаций в разрезе скважины 42-Ошкотынская, доманиково-фаменский диапазон рифовых сейсмофаций на временных разрезах (рис. 5.4) однозначно указывают на возникновение здесь одиночного рифа в доманиковое время, развивавшегося до конца сирачойского времени, когда на него наложился ухтинский барьерный риф, перекрытый задонским биостромом. Возникновение одиночного рифа, видимо, связано с локальным поднятием, существовавшим здесь в преддоманиковое время. Это легко можно подтвердить построением карт толщин поддоманиковых отложений. Это место должно быть особенным в данной точке Хорейверской впадины хотя бы потому, что здесь пересекаются сирачойский и ухтинский

рифовые барьеры. Да и само Ардалинское нефтяное месторождение особенно по своему строению и запасам.

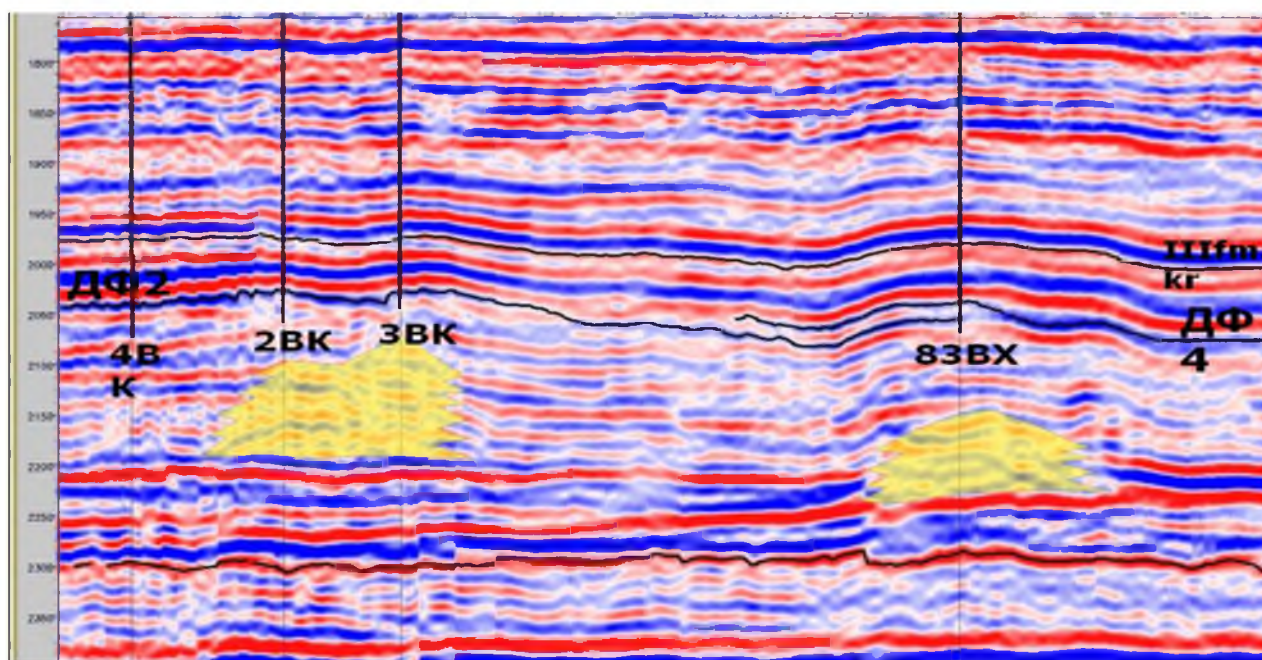


Рисунок 5.4 – Фрагмент временного разреза через Восточно-Колвинское месторождение и Верхнехарьягинскую структуру (по материалам ООО «Компания Полярное Сияние»)

В нефтедобывающих предприятиях, работающих на месторождениях Хорейверской впадины в административной части Ненецкого автономного округа, существует своя схема промыслового расчленения продуктивных карбонатных пластов верхнего девона. В ООО «Компания Полярное Сияние», как показано выше, выделяются пласты, которые снизу вверх – индексируются ДФ<sub>0</sub>, ДФ<sub>1</sub>, ДФ<sub>2</sub>, ДФ<sub>3</sub>, ДФ<sub>4</sub>. По положению в разрезе интервал этих пластов, имеющих общую толщину на Ардалинском месторождении 140 м, относится по нашей корреляции к задонскому горизонту. При сопоставлении с разрезом Харьягинского нефтяного месторождения пласты ДФ<sub>0</sub>-ДФ<sub>4</sub> можно коррелировать с продуктивным пластом D<sub>3</sub>-III задонского горизонта, имеющим толщину до 180 м. Интервал этих пластов известняков, доломитизированных известняков, вторичных доломитов не имеет их разделяющих четко каротажных реперов, что обусловлено их первоначальной биогенной природой, характеризующейся отсутствием четкой слоистости. Тем не менее, геологические службы предприятий как-то смогли выделить и скоррелировать названные пласты.

Толща этих пластов перекрывается пластом глинистых известняков, к подошве которого приурочен отражающих горизонт  $\text{Шfm}_1$ , и который уверенно прослежен на всем протяжении Восточно-Харьягинской-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны.

На структурной карте по ОГ  $\text{Шfm}_1$ , рифовая зона имеет совершенно четкое морфологическое выражение в виде цепочки брахиантиклинальных структур, соответствующих гребням построек, составляющих рифовый барьер ухтинского возраста, протягивающийся на 160 км от западной до восточной границ Хорейверской впадины, контролируемых тектоническими нарушениями древнего заложения. Конечно же, мы говорим об ухтинском возрасте барьерной рифовой зоны стилизованно (рис. 5.5): на самом деле здесь могут размещаться и размещаются три цикла рифообразования, четкое разделение которых толщами заполнения мы видим например, в Сотчемью-Аресской зоне. В описываемой зоне полицикличность ухтинского барьера видна на временном и сейсмогеологическом разрезах профиля 20386-19. В связи с такой цикличностью на структурной карте вдоль барьера мы наблюдаем рядом с гребневыми антиклиналями в зарифовой зоне отдельные структуры, облекающие рифовые гребни более древних циклов.

Восточно-Харьягинское нефтяное месторождение расположено в западной прибортовой части Хорейверской впадины в зоне ее сочленения с Колвинским мегавалом. Восточно-Харьягинская структура подготовлена к глубокому бурению в 1982 г. сейсморазведкой МОГТ по горизонту III ( $D_3f_2$ ) – рифогенные отложения верхнего девона. Площадь введена в бурение в 1983 г., месторождение открыто поисковой скв. 26 в 1985 г., установившей залежь нефти в ловушке, приуроченной к структуре облекания ухтинского рифогенного массива (уровень ВНК на отметке - 3340м). Коллектора представлены чередованием плотных и проницаемых кавернозных, трещиноватых разностей известняка. Покрышкой для залежи служат глинисто-карбонатные отложения фаменского яруса.

Дюсушевское нефтяное месторождение приурочено к Южно-Кывтанскому куполу Дюсушевской структуры, располагающейся к северу от Восточно-Харьягинского месторождения. Дюсушевская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985г., имеет субмеридиональное простирание и осложнена двумя куполами – Южно-Кывтанским на севере и



Северо-Диятынским на юге. Размеры Южно-Кывтанского купола по отражающему горизонту  $III_{fm_1}$  составляют 3,5x2,5 км, амплитуда 114 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 58 в 1987г. Месторождение открыто поисковой скважиной 58 в 1988г. При опробовании рифогенных известняков в эксплуатационной колонне получен фонтанный приток нефти. Залежь массивная, сводовая, приурочена к верхнедевонским отложениям, коллектора представлены пористо-кавернозными известняками (уровень ВНК принят на отметке -3273м).

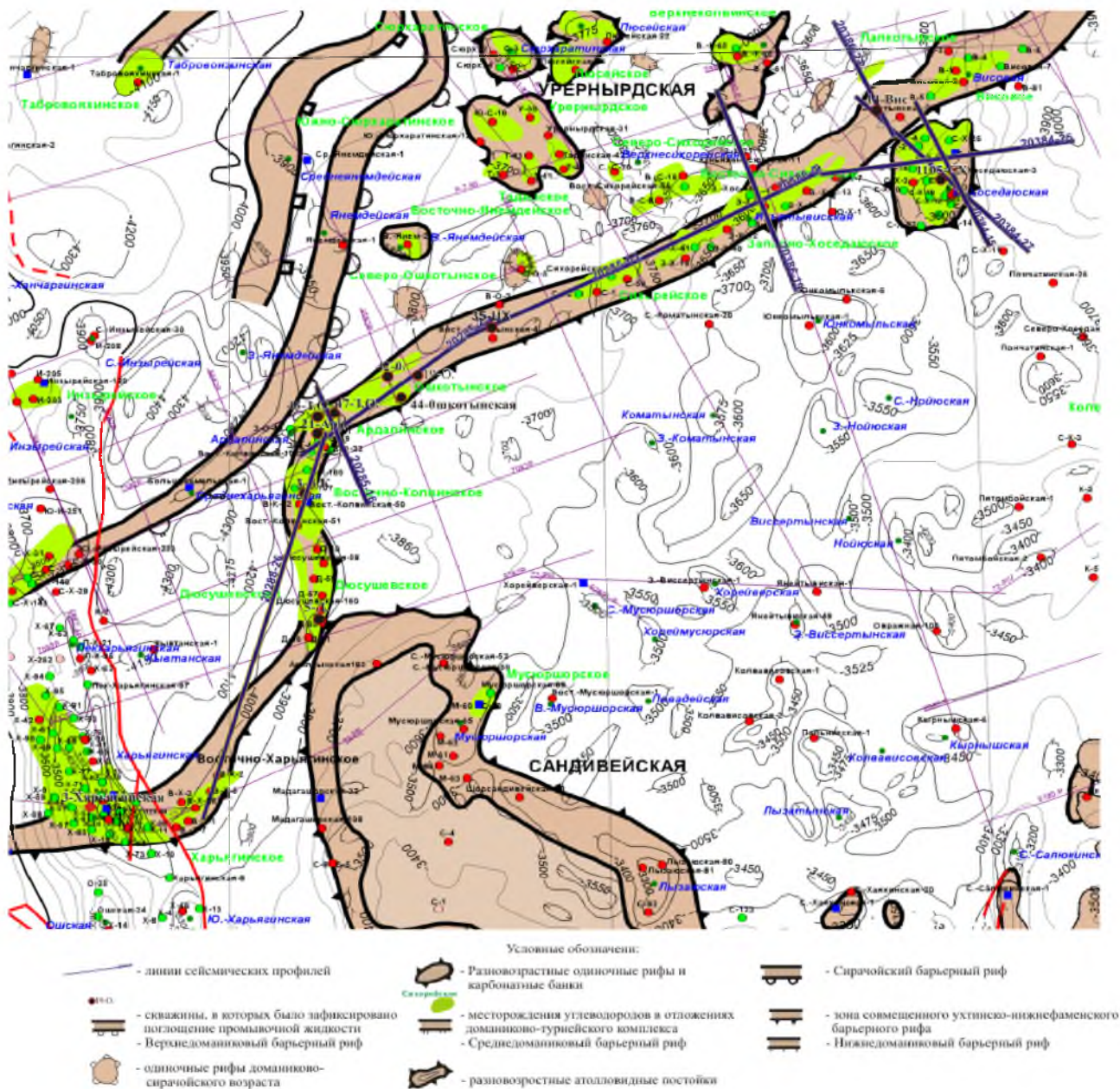


Рисунок 5.5 – Карбонатные постройки Центральнохорейверского поднятия

Восточно-Колвинское нефтяное месторождение расположено к 6 км к северо-западу от Дюсушевского нефтяного месторождения. Месторождение приурочено к одноименному поднятию Дюсушевской рифогенной структуры.

Дюсушевская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985 г., имеет субмеридиональное простирание и осложнена рядом куполов. Площадь введена в бурение в 1986 г. скв. 50. Месторождение открыто в 1987 г. скв. 50, установившей две залежи нефти в рифогенных отложениях верхнефранского яруса и карбонатных отложениях доманикового горизонта. При опробовании в эксплуатационной колонне из рифогенных известняков получен фонтанный приток нефти (условный ВНК принят на отметке -3983 м.).

Ардалинское нефтяное месторождение приурочено к Западно-Ошкотынской структуре, расположенной в км к северу от Восточно – Колвинской структуры. Структура выявлена и подготовлена по отражающему горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  сейсморазведочными работами МОГТ в 1986 г. (рис. 5.6). Размеры структуры по горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  составляют 5,5x3,0 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3270 м, амплитуда 130 м. Площадь введена в бурение в 1987 г. параметрической скважиной 21, пробуренной в сводовой части структуры, при испытании в эксплуатационной колонне которой из интервала 3292-3320 м (а.о. 3206,9-3232,9 м) получен приток нефти дебитом 283 м<sup>3</sup>/сут через 9 мм штуцер. При испытании поисковой скважины 46 в эксплуатационной колонне из интервала 3352-3380 м (а.о. 3257-3285 м) получена нефть дебитом 659,85 м<sup>3</sup>/сут через 21 мм штуцер. Залежь массивная, коллектора представлены известняками. Водонефтяной контакт установлен на отметке минус 3296 м.

Сихорейское нефтяное месторождение приурочено у одноименной структуре, осложняющей Центральнорейверскую рифогенную зону, приуроченную к Колвависовской ступени Хорейверской впадины. Сихорейская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1986 г. Размеры структуры по отражающему горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  составляют 14.0x2,5 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3010 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 1 в 1986 г., где при испытании были получены фонтанные притоки нефти. Залежь массивная, приурочена к рифогенным отложениям верхнефранского яруса. Водонефтяной контакт установлен на гл.3123 м (а.о. -2996 м).

Западно-Хоседаюское месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей Центральнорейверскую рифогенную зону, приуроченную к

Колвависовской ступени Хорейверской впадины. Западно-Хоседаюская структура выявлена и подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1985г. Размеры структуры по отражающему горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  составляют 25x1,5-6 км в пределах замкнутой изогипсы минус 3000 м, амплитуда 54 м. Площадь введена в бурение поисковой скважиной 3 в 1988г. По результатам бурения и опробования рифогенных карбонатах франского возраста открыта залежь нефти. Залежь массивная, сводовая, коллекторами служат кавернозные трещиноватые и поровые известняки франского яруса-верхнего девона.

Висовое нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре в пределах Центральнорейверской рифогенной зоны. Висовая структура представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания. По отражающему горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  – является структурой облекания рифогенных образований в отложениях верхнего девона. Размеры структуры по отражающему горизонту  $\text{III}f_{m_1}$  по замкнутой изогипсе минус 3175 м равны 6.8x4.5 км, амплитуда 80 м. Площадь введена в бурение в 1989г. поисковой скважиной 2, открывшей в биогенных известняках фаменского возраста нефтяную залежь « $D_3f-I$ » массивного типа. При испытании в эксплуатационной колонне 3109-3116 м, 3124-3135 м (а.о.2977,2-2984,2 , 2992,2-3003,2 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 90 м<sup>3</sup>/сут через 9 мм штуцер. Коллекторами являются пористые известняки. Покрышкой служат терригенно-карбонатные отложения фаменского возраста. Водонефтяной контакт принят на отметке минут 3037 м.

Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение находится к югу от Центрально хорейверской рифовой зоны и приурочено к одноименной карбонатной банке на восточном борту Хорейверской впадины. Структура подготовлена сейсморазведочными работами МОГТ в 1981г. (рис. 5.7). Северо-Хоседаюская структура представляет собой изометричную складку, осложненную рядом куполов. Размеры структуры по отражающему горизонту  $\text{III}f_2$  ( $D_3f_2$ ) по замкнутой изогипсе минус 3260 м составляют 13,5x5x7-12 км, амплитуда 460 м. Площадь введена в бурение в 1983г. Месторождение открыто в 1984г. параметрической скважиной 1, установившей нефтеносность верхнедевонских рифогенных отложений в пределах Северного купола. Коллектора представлены органогенными сгустко-комковатыми, водорослевыми светло-серыми, молочно-



белыми известняками пористыми, кавернозными, трещиноватыми, нефтенасыщенными. Положение ВНК в пределах месторождения изменяется от минус 2902 м до минус 2911 м.



Рисунок 5.6 – Фрагмент временного разреза по профилю 20384-15

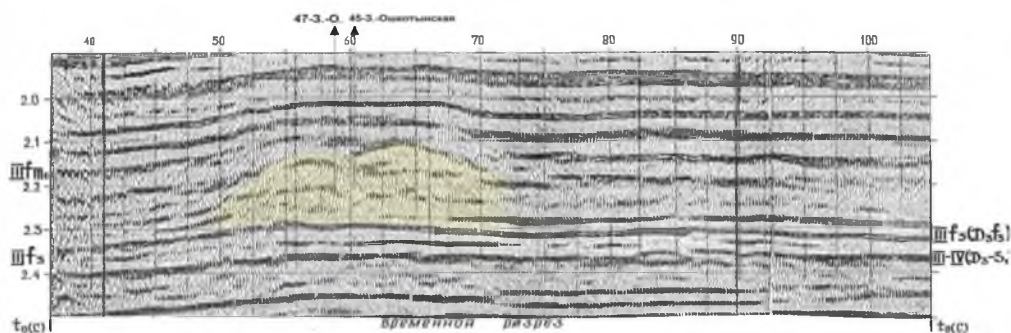


Рисунок 5.7 – Фрагмент временного разреза по профилю 20285-16

На примере Центральнохорейверского поднятия через поглощения промывочной жидкости, провалы инструмента и определение характера насыщения таких зон комплексом геофизических методов было спрогнозировано зон карста. В Восточно-Харьягинско-Дюсушевской и Центральнохорейверской рифовых зонах установлены два зональных уровня поглощений промывочной жидкости в фаменском биостромном облекании франско-фаменского рифа (рис. 4). Верхний уровень в кровельной части биострома определен как нефтенасыщенный, нижний – как водонасыщенный. Возникновение этих уровней связано с древнем карстом, когда во время регрессий бассейна эти отложения подвергались денудации в поверхностных условиях.



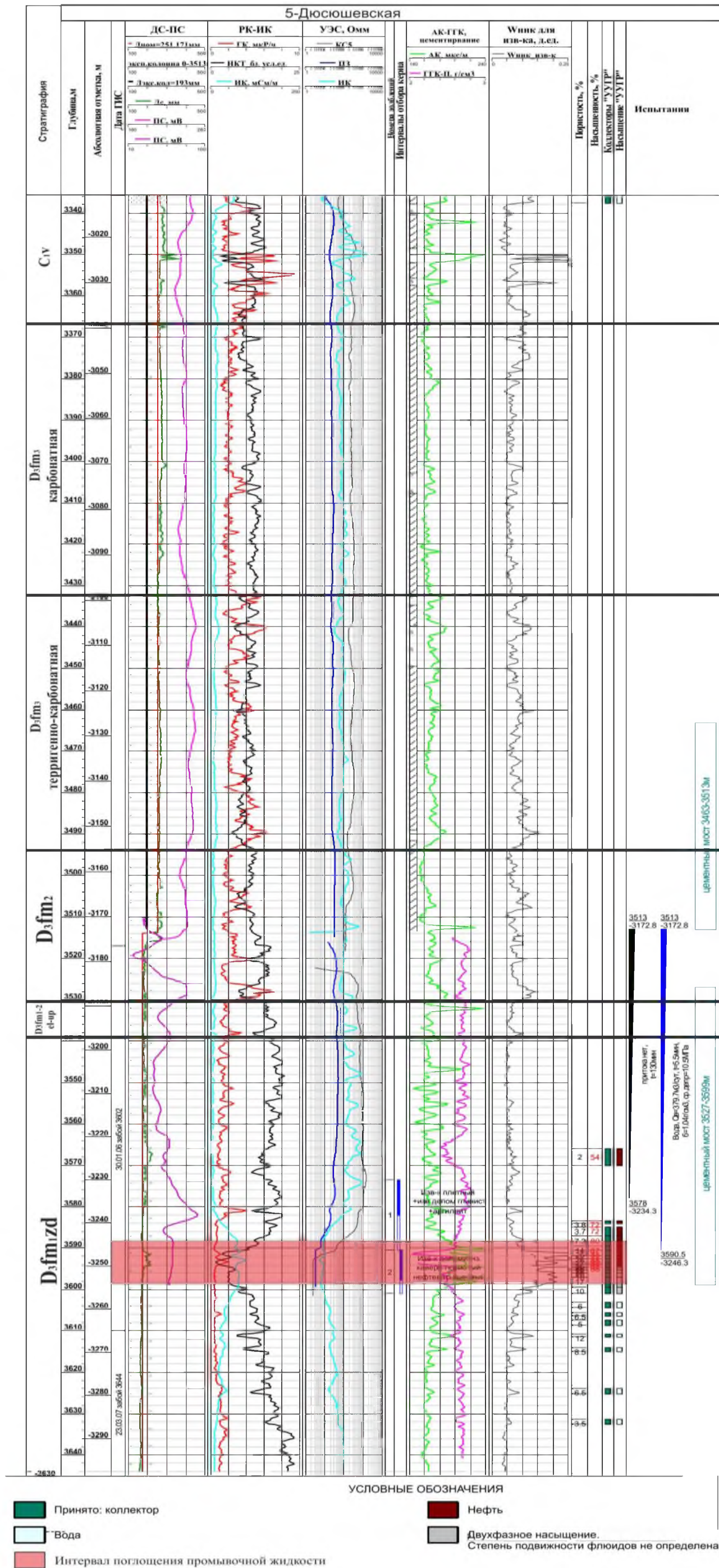
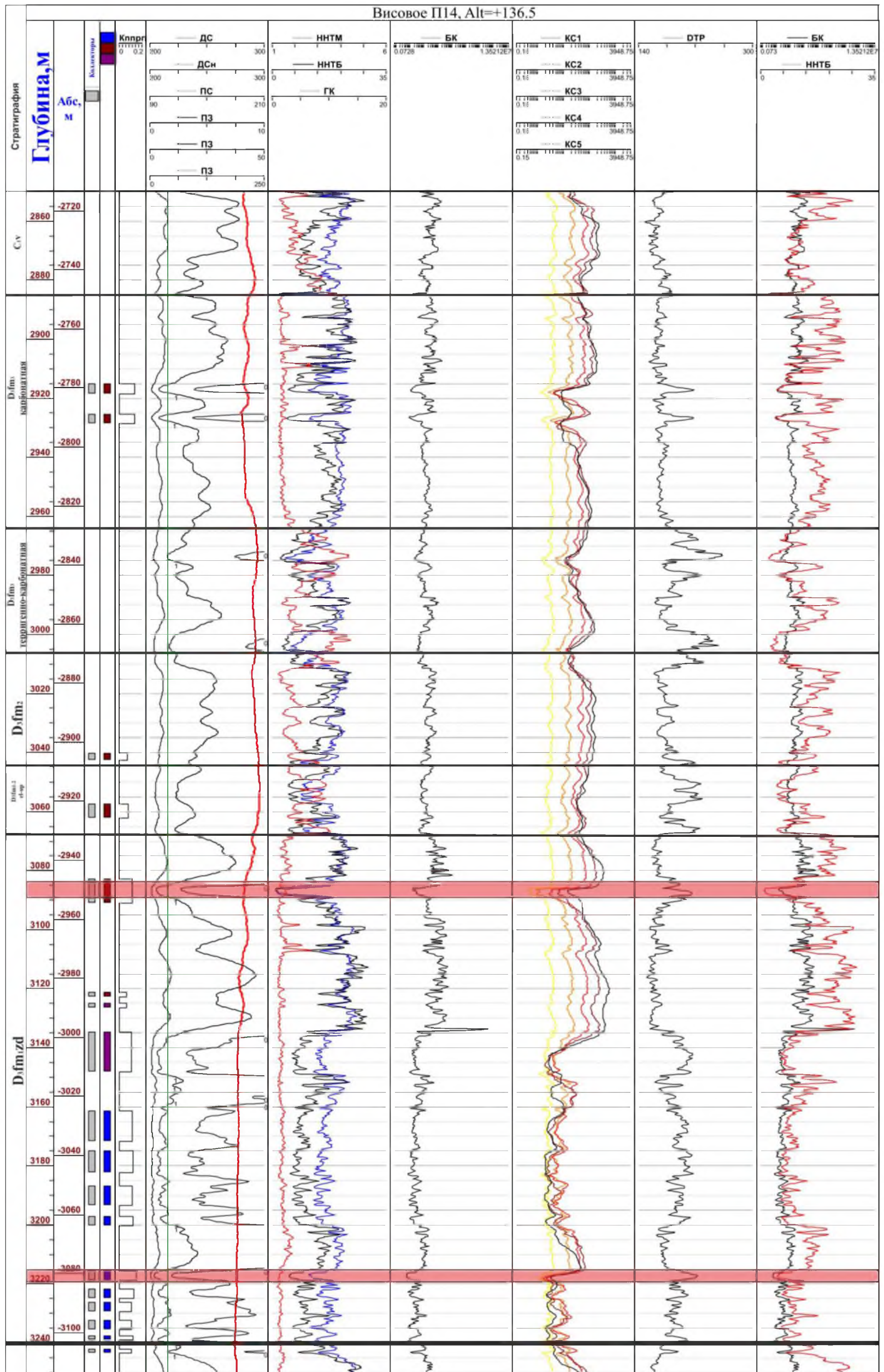


Рисунок 5.8 – Схема выделения коллекторов по скважине 5 Дюсюшевского месторождения









Условные обозначения

- Коллектор
- Нефть
- Вода
- Нефть+вода
- Интервал поглощения промывочной жидкости

Рисунок 5.10 – Схема выделения коллекторов по скважине 14П Висового месторождения







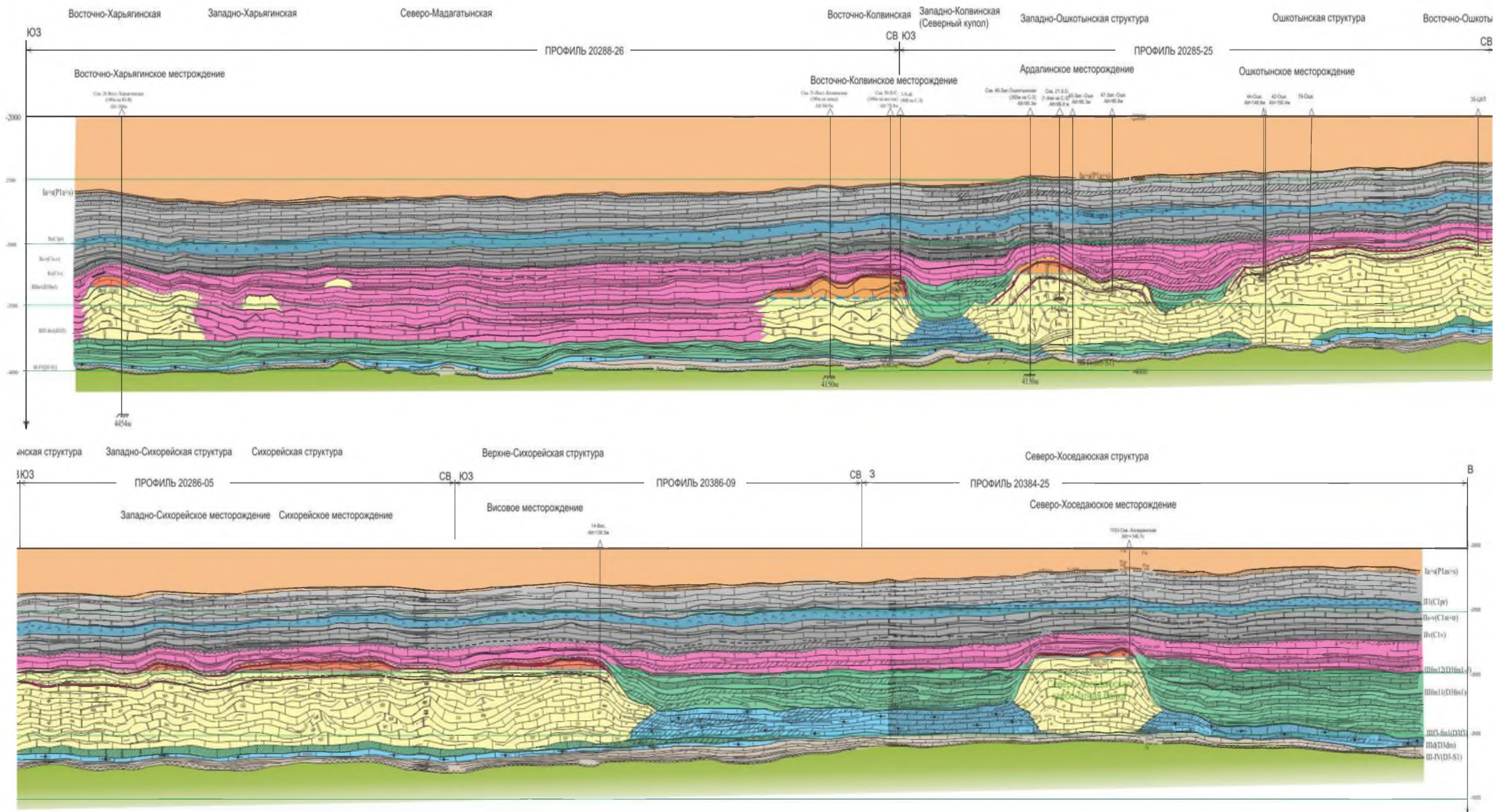


Рисунок 5.12 – Сводный сейсмогеологический профиль через Восточно-Хорейверско-Дюсушевско-Центральнохорейверскую рифовую зону, Северо-Хоседаюскую карбонатную банку

Были составлены сводный сейсмогеологический профиль и схема сопоставления по скважинам Восточно-Хорейверско-Дюсушевско-Центральнохорейверской рифовой зоны (рис. 5.11, 5.12).

Уровни имеют вполне уверенную стратиграфическую привязку и могут служить индикаторами времени регрессий морского бассейна на рассмотренной части Хорейверской впадины. Поглощения промывочной жидкости известны на этих временных рубежах в Ижма-Печорской синеклизе в Тэбукско-Аресско-Сотчемьюской рифовой зоне, в Денисовской впадине на Баяндыском и других месторождениях, на Мусюршоре и Багане в центральной части Хорейверской впадине, а это уже указывает на региональный характер описываемых поглощений в масштабах.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Хорошие коллекторские свойства отложений рифовой генетической группы с развитыми явлениями карстообразования отрицательно сказывались на возможности изучения их лабораторными методами в связи с малым выносом керна. А это указывало, в свою очередь, что выносимые образцы керна обладали не лучшими емкостными параметрами и не в полной мере характеризовали фильтрационно-емкостные параметры рифов. Методы ГИС и интерпретация их показаний, выполненная в работе, существенно дополняют представления о коллекторах в карбонатных постройках.

В результате проведенных 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 промыслово-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, дает 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, ядерного-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-Харьгинско-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 путем 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 спускоподъемных операций. Это позволит добиться высокой геолого-экономической эффективности при реализации нефтегазовых проектов.



УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель генерального  
директора главный геолог  
ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

  
В.В.Верещагин

«06» ноября 2014 г.

**АКТ**  
об использовании результатов  
диссертации на соискание степени кандидата технических наук  
**Терентьева Сергея Эриковича**

Комиссия в составе:

**Председатель:**

В.В.Верещагин - заместитель генерального директора главный геолог;

**члены комиссии:**

М.Г. Кубрак – начальник управления геологии и разработки;

М.Ш. Белалова – начальник геологического отдела.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции» использованы для:

- установления в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны следующих критериев выделения интервалов поглощения, их емкостных параметров и насыщения по геолого-геофизическим данным:
  - Резкое падение температуры на кривой термометрии напротив зон поглощения за счет проникновения в пласты охлажденной промывочной жидкости;
  - На кривой ГК нет выраженных положительных аномалий – кривая ведет себя как в чистом неглинистом пласте;
  - Очень низкие показания на кривых всех методов нейтронного каротажа (ННКт, НК, ННКнт) за счет увеличения вторичной пористости, в том числе открытых каверн;
  - 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 счет проникновения в пласт низкоомной промывочной жидкости;
  - Ярко выраженная отрицательная аномалия на показаниях ПС, что характерно для всех карбонатных коллекторов.

- установления по комплексу геолого-геофизических данных на Центрально-хорейверском поднятии двух уровней поглощений в фаменском биостромном облекании ухтинского барьерного рифа;
- определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны. Верхний уровень в кровельной части биострома – нефтенасыщенный, нижний – водонасыщенный. Эти уровни связаны с древнем карстом, возникшим во время регрессивных фаз развития бассейна;
- определения количественных характеристик (пористости и нефтенасыщенности) зон поглощения промывочной жидкости в верхнедевонских отложениях месторождений Восточно-Харьягинско-Дюсушевско-Центральнохорейверской зоны. Следует отметить, что некоторые их критериев для характеристики поглощений промывочной жидкости очевидны, другие требуют дополнительного изучения. Геолого-экономическая эффективность освоения зон поглощений промывочной жидкости может быть значительной, в том числе при подтверждении двух их уровней.

Члены комиссии:

М.Г. Кубрак




М.Ш. Белалова





УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ООО НК «СОЮЗ»

  
Р. Р. Зафаров  
« 01 » сентября 2014 г.

**АКТ**  
об использовании результатов  
диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук  
**Терентьева Сергея Эриковича**

Комиссия в составе:

**Председатель:** главный геолог Попов А. Г.  
**члены комиссии:** главный инженер Нагаев Р. З.  
начальник отдела бурения Барабанов А. В.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции» использованы для:

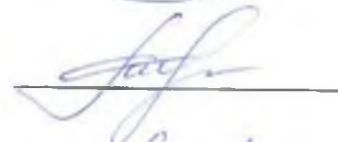
- уточнения разреза ассельско-артинских карбонатных отложений нижней перми и выделения в нем по выработанным критериям рифовых и иных карбонатных построек и вмещающих их фаций;
- уточнения геологической модели месторождения;
- определения характера насыщения зоны поглощения промывочной жидкости, которая предполагается нефтенасыщенной ( $K_p=29\%$ ,  $K_n=80\%$ ).
- выдачи рекомендаций для выполнения детального комплекса ГИС, в который входят РК (ННКт, ГК), ЯМК, ИК (разноглубинный индукционный каротаж), а так же рекомендаций по перфорированию и испытанию интервалов 1958-1978м и 2005-2022м скважины 100-Кочмес, 1965-1980м скважины 3-Кочмес, 1875-1895 м и 1955-1965 м скважины 19-Кочмес, 1875-1890 м и 1967-1975 м скважины 5-Кочмес.
- установления в нижнепермских отложениях Кочмесского месторождения следующих критериев выделения интервалов поглощения, их емкостных параметров и насыщения по геолого-геофизическим данным:
  - Резкое падение температуры на кривой термометрии напротив зон поглощения за счет проникновения в пласты охлажденной промывочной жидкости;
  - На кривой ГК нет выраженных положительных аномалий – кривая ведет себя как в чистом неглинистом пласте;
  - Очень низкие показания на кривых всех методов нейтронного каротажа (ННКт, НК, ННКнт) за счет увеличения вторичной пористости, в том числе открытых каверн;

- 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 счет проникновения в пласт низкоомной промывочной жидкости;
- Ярко выраженная отрицательная аномалия на показаниях ПС, что характерно для всех карбонатных коллекторов.

Председатель комиссии

 (А. Г. Попов)

Члены комиссии:

 (Р. З. Нагаев)

 (А. В. Барабанов)



УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ООО "ЕВРОАЛЪЯНС"  
И. В. Куваев  
« 29 » октября 2014 г.

**АКТ**  
об использовании результатов  
диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук  
**Терентьева Сергея Эрикопича**

Комиссия в составе:

**Председатель:** главный геолог А. А. Иванов

**члены комиссии:** В. А. Васькина, С. М. Лесова

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы «Особенности определения насыщения зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции» использованы для:

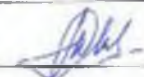
- уточнения разреза ассельско-артинских карбонатных отложений нижней перми и выделения в нем по выработанным критериям рифовых и иных карбонатных построек и вмещающих их фаций;
- уточнения геологической модели месторождения и возможного выделения в разрезе ассельско-артинских отложений Кочмесской структуры 5 залежей углеводородов;
- выдачи рекомендаций для выполнения детального комплекса ГИС, испытания в колонне для определения нефтенасыщения интервалов скважины 19: 1640-1660 м, 1875-1895 м, 1955-1965 м), скважины 5: 1640-1690 м, 1875-1890 м, 1967-1975 м;
- определения характера насыщения зоны поглощения промывочной жидкости в интервале 2014,8-2016,4 скважины № 100, которая предполагается нефтенасыщенной ( $K_{п}=29\%$ ,  $K_{н}=80\%$ );
- испытания в колонне интервалов 1958-1978 м и 2005-2022 м скважины 100-Кочмес, 1965-1980 м - скважины 3-Кочмес, 1875-1895 м и 1955-1965 м - скважины 19-Кочмес, 1875-1890 м и 1967-1975 м - скважины 5-Кочмес.

Председатель комиссии:

  
\_\_\_\_\_ (А. А. Иванов)

Члены комиссии:

  
\_\_\_\_\_ (Г. А. Васькина)

  
\_\_\_\_\_ (С. М. Лесова)

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов Г.С. Исследование и изоляция поглощающих пластов в процессе проводки скважин // Г.С. Абдрахманов, И.И. Рылов, В.И. Крылов, П.Н. Григорьев. — ТНТО, М.: ВНИИОЭНГ, 1973.
2. Аветисов А.Г. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин // А.Г. Аветисов, А.Т. Кошелев, В.И. Крылов. – М.: Недра, 1981.
3. Аветистов А.Г. Моделирование системы поддержания свойств бурового раствора // А.Г. Аветистов, А.Л. Ульянов, Л.Г. Карнаухов / Автоматизация и телемеханизация в нефтяной и промышленности. – 1989. - №8. – С. 16-19.
4. Аветисян Н.Г. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения (РД 39-0147009-723-88). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1988.
5. Аксельрод С.М. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике // С.М. Аксельрод, В.Д. Неретин. – М.: Недра, 1990.
6. Алексеев Ф.А. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений // Ф.А. Алексеев, И. В. Головацкая, Ю.А. Гулип. – М.: Недра, 1978.
7. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое севера Урала и сопредельных областей // А.И. Антошкина, А.М. Елисеев / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока СССР : тезисы Всесоюзной геологической конференции. – Сыктывкар, 1988. – Т.2. – С. 7-8.
8. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). Екатеринбург: УрО РАН, 2003.
9. Арестов В. Ардалинское нефтяное месторождение – первый опыт использования модели двойной пористости (Eclips) в России для регулирования разработки // В. Арестов, М. Дорфман, А. Хаас, Р. Хаматдинов, С. Страус / Журнал Нефтегазовая вертикаль №18, 2002 г., стр. 67-69.
10. Артамонов В.Ю. Влияние буровых растворов на фильтрационные свойства газонасыщенных коллекторов // В.Ю. Артамонов, Е.А. Коновалов, В.Н. Афонин / Журнал Газовая промышленность. Вып 7, 1984.
11. Ашрафян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989.

12. Бабаян Э.В. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений при бурении // Э.В. Бабаян, В.Ф. Стариков. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
13. Бабаян Э.В. Причины и условия газонефтеводопроявлений // Э.В. Бабаян, В.Ф. Стариков / РНТС. Сер. Бурение – М.: ВНИИОЭНГ. – 1982. – Вып. 8. – С. 11-13.
14. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1977, 231 с.
15. Багринцева К.И. Оценка коллекторского потенциала разнофациальных карбонатных отложений // Нефтегазоносность карбонатных формаций: труды ИГиРГИ, 1967. – С.28-30.
16. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РГГУ, 1999.
17. Баранова А.В. Литология и генезис верхнедевонских карбонатных отложений Центрально-Хорейверской и Дюсушевской зон Тимано-Печорской провинции // А.В. Баранова, М.В. Михайлова. – Рифогенные зоны и их нефтегазоносность / Под ред. В.И. Громеки, В.Вл. Меннера. – М.: Изд-во ИГиРГИ, 1991.
18. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов // Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
19. Басин Я.И. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК // Я.И. Басин, Ю.В. Тюкиев. – М.: ВНИИЯГГ, 1979.
20. Басин Я.И. Многозондовый нейтронный каротаж с аппаратурой К-7 // Я.И. Басин, В.Г. Цейтлин, Ю.В. Тюкасов / Методическая инструкция по проведению измерений и интерпретации данных. – М.: ВНИИЯГГ, 1980.
21. Белов В.П. Образование каверн при бурении скважин. – М.: Недра. 1970. – 145 с.
22. Беляева Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы: дисс. докт. геол.-мин. наук Беляева Н.В. – М., 2000.

23. Блажевич В.А. Проведение РИР в скважинах в сложных гидродинамических условиях: Обзор. инфор. Сер. Нефтепромысловое дело // В.А. Блажевич, В.А. Стрихнев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – Вып. 12.
24. Богацкий В.И. Система рифогенных образований Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // В.И. Богацкий, В.А. Жемчугова / Наследие А.Я. Кремса в трудах ухтинских геологов. Сыктывкар, 1992. С. 97-115.
25. Богданов Б.П. Палеозойские рифы Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // Б.П. Богданов, В.И. Богацкий / Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока СССР : тезисы Всесоюзной геологической конференции. – Сыктывкар, 1988. – Т.1. – С. 175-176.
26. Богданов Б.П. Новый перспективный нефтегазоносных район Лемвинского барьерного рифа // Б.П. Богданов, М.И. Островский, В.Б. Ростовщиков / ЭИ. Серия: геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений, 1987. – Вып. 3. – С. 4-7.
27. Богданов Б.П. Строение и перспективы нефтегазоносности семилукско-турнейского карбонатного комплекса Тимано-Печорской провинции // Б.П. Богданов, В.И. Богацкий, Л.А. Гобанов. – Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов. – М.: НАУКА, 1991.
28. Бондаренко М.Т. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа // М.Т. Бондаренко, И.П. Бриченко, В.П. Журавлев, А.И. Сидорчук. – Л.: Нефтегеофизика, 1984.
29. Бондаренко М.Т. Методические указания по трехэлектродному боковому каротажу (с альбомом палеток) // М.Т. Бондаренко, В.П. Журавлев, В.Т. Чукин. – М.: ВНИИГео-физика, 1973.
30. Бондарев В.И. Основы сейсморазведки: Учебное пособие для вузов. – Екатеринбург: Издательство УГГГА, 2003. – 332 с.
31. Будников В.Ф. Определение зон поглощения бурового раствора // В.Ф. Будников, А.И. Булатов, А.Я. Петерсон / Газовая промышленность. – 1987. - №2.
32. Булатов А.И. Освоение скважин // А.И. Булатов, Ю.Д. Качмарь, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук / Справочное пособие. – М.: Недра, 1999.



33. Булатов А.И. Предупреждение и ликвидация нефтегазопроявлений при бурении // А.И. Булатов, А.К. Куксов, Э.В. Бабаян / РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1987. – Вып. 3.
34. Булатов А.И. Изоляционные работы при проведении скважин в условиях поглощения бурового раствора // А.И. Булатов, Н.И. Сухенько / Обзор информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983.
35. Вендельштейн Б.Ю. Альбом номограмм и палеток для интерпретации данных геофизических методов исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
36. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов – М.: Недра, 1966,.
37. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти газа // Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, И.В. Царева. – М.: Недра, 1985.
38. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) // Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
39. Велижанин В.А. Петрофизическая модель нейтронного каротажа // В.А. Велижанин, Ф.Х. Еникеева, Б.К. Журавлев / Автоматизированная обработка данных геофизических и геолого-технологических исследований нефтегазозведочных скважин и подсчет запасов нефти и газа с применением ЭВМ. – Калинин, 1989. – С. 85 - 88.
40. Верховский А.М. Экспериментальное обоснование метода моделирования физических свойств слабосцементированных пород-коллекторов Западной Сибири // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1983. – 107 с.
41. Винарский М.С. Методы исследований и изоляции поглощающих пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
42. Винниченко В.М. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении разведочных скважин // В.М. Винниченко, А.Е. Гончаров, Н.Н. Максименко. – М.: Недра, 1991.
43. Грачевский М.М. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа // М.М. Грачевский, Ю.М. Берлин, И.Т. Дубовской, Г.Ф. Ульмишек / Изд. 2-е перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 296 с.

44. Грачевский М.И. Верхнедевонские потенциально нефтегазоносные барьерные рифы Тимано-Печорской провинции // М.И. Грачевский, А.В. Соломатин. – Доклады Академии наук СССР № 4, Том 232, 1977. – С. 875-878.
45. Грачевский М.М. Нефтегазоносность рифовых комплексов и особенности поисков в них нефтегазовых залежей в зарубежных странах // М.М. Грачевский, Е.В. Кочерук, И.А. Скворцов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 71 с.
46. Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. – М.: Недра, 1974.
47. Головацкая И.В. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) // И.В. Головацкая, Ю.А. Гулип, Ф.Х. Еникеева, В.А. Велижанип. – Калинин, ВНИГИК, 1984.
48. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа // Учебник для вузов. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
49. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. // 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
50. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин – М.: Недра, 1982.
51. Деч В.Н. Нетрадиционные методы комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин // В.Н. Деч, Л.Д. Кноринг. – Л.: Недра, 1978. – 192 с.
52. Елисеев А.И. Формации зон ограничения северо-востока Европейской платформы (поздний девон и карбон). – М.: Наука, 1978. – 192 с.
53. Загирова Ф.Ш. Экономическая эффективность прогнозирования степени осложненности скважин. /// Ф.Ш. Загирова, Г.С. Абдрахманов, Л.А. Кочеткова // В кн. Бурение скважин в осложненных условиях Татарии / Тр. ТатНИПИнефть, вып. 31, 1975. – С. 66 – 73.
54. Зефилов Н.Н. Инструкция по интерпретации индукционного каротажа (с альбомом палеток) // Н.Н. Зефилов, В.Г. Фоменко, П.С. Оникиенко. – М.: ВНИИ Геофизика, 1977.

55. Зефирова Н.Н. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа (с альбомом палеток) // Н.Н. Зефирова, В.Т. Чукин, М.Т. Бондаренко. – М.: ВНИИ Геофизика, 1983.
56. Зефирова Н.Н. Методические рекомендации по боковому МБК - рокаротажу (с комплектом палеток) // Н.Н. Зефирова, В.Т. Чукин, А.В. Ручкин, Г.Г. Яценко. – М.: ВНИИ Геофизика, 1975.
57. Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин // Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.Д. Кузнецов. – М.: Недра, 1978.
58. Ильин В.Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов // В.Д. Ильин, Н.К. Фортунатова. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
59. Инструкция по применению тампонажных растворов с высокой водоотдачей (ТРВВ) для ликвидации поглощений буровых растворов (РД 39-2-346-80). – М.: ВНИИБТ, 1980.
60. Инструкция по борьбе с поглощениями при бурении и креплении скважин (РД 39-2-684-82). – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1982.
61. Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах // С.С. Итенберг, Т.Д. Дахкильгов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
62. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. – М.: Недра, 1978.
63. Кнеллер Л.Е. Автоматизированное определение коллекторских свойств, нефтегазонасыщенности поданным каротажа (петрофизические модели и методы) // Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфуллин, В.Н. Рындин / Обзор ВИЭМС "Региональная и морская геофизика; геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых". – М., 1990.
64. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
65. Козьяр В.Ф. Геофизические исследования подсолевых отложений при аномальных пластовых давлениях // В.Ф. Козьяр, А.В. Ручкин, Г.Г. Яценко. – М.: Недра, 1983.
66. Комаров С.Г. Комплект палеток для интерпретации данных каротажа // С.Г. Комаров, З.И. Кейвсар, З.И. Козина. – М.: ВНИИ Геофизика, 1960.

67. Королук И.К. Формационные критерии распространения разных типов органогенных построек // В кн.: Методы поисков и разведки погребенных рифов. – М.: Наука, 1983. – С. 3-5.
68. Котяхов Ф.И. Методика отдельного определения абсолютной емкости каверн и пор казернозно-пористых пород // Ф.И. Котяхов, Ю.С. Мельникова. Нефтяное хозяйство, №3, 1970.
69. Крылов В.И. Определение параметров поглощающего пласта по результатам исследования скважин в процессе бурения // В.И. Крылов, Ю.С. Даниэлян, А.И. Горковенко.— Изв. вузов «Нефть и газ», 1976, № 6, С. 18—22.
70. Крылов В.И. Изоляция зон поглощения с применением наполнителей // В.И. Крылов, С.С. Джангиров, Н.И. Сухенко, И.А. Сибирко / РНТС. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1978.
71. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М: Недра, 1980. – 304 с.
72. Крылов В.И. Предупреждение и ликвидация поглощений промывочной жидкости в скважине при повышенных забойных температурах и аномально-высоких пластовых давлениях // В.И. Крылов, Е.А. Лебедев, В.А. Хуршудов. – ТНТО сер. «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1972.
73. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
74. Кузнецов В.Г. Лиголого-геологические особенности рифов и их значение в формировании промышленных скоплений нефти и газа. Учебное пособие. – М., 1971. – 75с.
75. Кузнецов В.Г. Нефтегазоносные рифы // Закономерности распространения, строения ловушек и резервуаров. – М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2008. – 99 с.
76. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. – М.: ГЕОС., 2003. – 262 с.
77. Куклев Ю.М. Опыт интерпретации результатов геофизических исследований в карбонатных отложениях Пермского Прикамья // Ю.М. Куклев, И.И. Енцов, Н.Н. Дозорцев. – Тр. ВНИГНИ, вып. 45. – М.: Недра, 1964.



78. Курочкин Б.М. Выявление закономерностей распределения зон поглощения в трещиноватых коллекторах // Б.М. Курочкин, О.А. Сурикова, А.А. Филиппова.— РНТС «Бурение», № 6, 1976. – С. 18 – 20.
79. Курочкин Б.М. Прогнозирование зон поглощений на локальных поднятиях // Б.М. Курочкин, О.А. Сурикова, А.А. Филиппова. – РНТС «Бурение», № 2, 1977. – С. 25 – 29.
80. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС // Учеб. пособие для вузов / М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327с.
81. Леонтьев Е.И. Использование относительного сопротивления для определения пористости и нефтегазонасыщенности терригенных коллекторов // Е.И. Леонтьев, А.Я. Малыхш, И.И. Нефедова, Г.С. Кузнецов. – Геология нефти и газа, 2, 1972. – С. 68 - 73.
82. Максимвич Г.А. Нефть и газ палеокарстовых полостей рифов. Карст и его народнохозяйственное значение. – М., 1964.
83. Матвиевская Н.Д. Эффективность геофизических методов при поисках рифов в Тимано-Печорской провинции // Н.Д. Матвиевская, Л.В. Дегтерева, К.А. Кривцов и др. – ТР. ВНИГНИ, №237, 1982. – С. 22-33.
84. Межлумов А.О. Использование азрированных жидкостей при проводке скважин. – М.: Недра, 1976.
85. Меннер В.Вл. Цитологические критерии нефтегазонасыщенности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. – М: Наука, 1989.
86. Тарасов И.П. Методика прогноза и поисков неантиклинальных ловушек в Тимано-Печорской провинции // И.П. Тарасов, Б.П. Богданов, Н.Т. Кудрявцева / Научно-техническое совещание "Состояние и перспективы разработки и внедрения методик поисков и разведки неантиклинальных ловушек (Тезисы докладов). - Харьков, 1988, С. 130 – 155.
87. Михайлова М.В. Типы карбонатных массивов и их диагностические признаки // Нефтегазонасыщенность карбонатных формаций: труды ИГиРГИ, 1987. - С.15-27.

88. Мирзаджанзаде А.Х. Гидравлические расчеты в бурении // А.Х. Мирзаджанзаде, В.Д. Барановский, А.В. Мамедов / Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1984. – Вып. 8.
89. Мирзаджанзаде А.Х. Теоретические исследования при решении задач предупреждения и изоляции поглощающих пластов // А.Х. Мирзаджанзаде, В.И. Крылов, А.Г. Аветисов / Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОНГ, 1973.
90. Мирчинка М.Ф. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. – М.: Недра, 1974. – 152 с.
91. Мищевич В.И. Гидродинамические исследования поглощающих пластов и методы их изоляции при бурении нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1974.
92. Нечаев Г.А. Методические рекомендации по комплексному изучению и оценке качества карбонатных пород // Г.А. Нечаев, Г.В. Гальянов. – М.: ВИЭМС, 1976. – 106 с.
93. Никишин В.А. Предупреждение и ликвидация осложнений при бурении скважин // Обзор. информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968.
94. Пармузина Л.В. Верхнедевонские органогенные постройки и их размещение в центральной части Хорейверской впадины // Л.В. Пармузина, Б.П. Богданов, Н.А. Малышев / Тектоника северо-востока Европейской платформы. – Сыктывкар, 1988. – С.73-82. (Тр. Ин-та геологии Коми НЦ УрО АН СССР; Вып. 68).
95. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом // В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
96. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. Ухта // Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.
97. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. – М.: Недра, 1989.
98. Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010. – 216 с.
99. Ростовщиков В.Б. Поиски и разведка месторождений в рифогенных отложениях палеозойского возраста Тимано-Печорской провинции комплексом

геолого-геофизических методов // В.Б. Ростовщиков, А.В. Соломатин, Б.П. Богданов. – В сб.: Тезисы докладов Всесоюзного совещания "Геология рифов и их нефтегазоносность" г.Карши Уз. ССР, 1985. – С. 139-141.

100. Серeda Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин // Н.Г. Серeda, Е.М. Соловьев / Учеб. Для вузов. – М.: Недра, 1974. – 456 с.

101. Сидров Н.А. Осложнения при бурении скважин // Н.А. Сидров, Г.А. Ковтунов. – М.: Гостптехиздат, 1969.

102. Смехов Е.М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 146 с. (Тр. ВНИГРИ, вып. 172).

103. Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа // Е.М. Смехов, В.Н. Киркинская. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.

104. Соколов Д.С. Основные условия развития картса. – Госгеолтехиздат, 1962.

105. Фортунатова Н.К. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов // Н.К. Фортунатова, А.Г. Швец-Тэнэта-Гурий, Р.К. Гумаров, В.Д. Ильин / Сост. и общ. Ред. НК. Фортунатовой. – М.: РЭФИА, 2000. – 239 с.: ил.