

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
 «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт природных ресурсов
 Кафедра геофизики
 Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ.
--

УДК 552.578.2.061.4:552.54:550.83(470.13)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Белоглазов Евгений Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Номоконова Г. Г.	канд. г.-м. н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бернатонис П.В.	канд. г.-м- н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.О. Зав. кафедрой	Гусев Е. В.	канд. г.-м. н		

Томск – 2016 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки,
специализация «Геофизические методы исследования скважин»
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Гусев Е. В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа 2211	Белоглазову Евгению Александровичу
------------------------	---

Тема работы:

**Сравнительный анализ геофизических особенностей карбонатных коллекторов на
месторождениях Ленно-Тунгусской и Тимано-Печерской нефтегазоносных
провинций**

Утверждена приказом директора (дата, номер) № 2345/С от 25.03.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы: 2.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Материалы преддипломной геофизической практики, производственные отчеты ОАО «Печоранефть»; опубликованные материалы по теме дипломной работы	
Перечень подлежащих исследованию и разработке вопросов Введение. Общие сведения о Печорском месторождении, геологическое строение месторождения и залежей. Общие сведения о Юрубчено-Тохомском месторождении, геологическое строение месторождения и залежей. Геофизические исследования на Печорском месторождении: технология обработки ГИС, определение пористости, проницаемости; оценка характера насыщения и определение коэффициентов нефтенасыщенности. Геофизические исследования на Юрубчено-Тохомском месторождении: эффективность проведенных ГИС, определение подсчетных параметров, оценка эффективных толщин. Качественное описание кривых ГИС, сравнение геологических характеристик месторождений. Заключение.	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Фрагмент тектонической карты Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

	Фрагмент обзорной карты Ленно-Тунгусской нефтегазоносной провинции Выделение пластов и продуктивных горизонтов в разрезе камовской серии Пример определения характера насыщения на качественном уровне по сравнению нормализованной кривой БК с КпНК Каротажные диаграммы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Бернатонис П.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.03.2016 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Номоконова Г.Г.	Канд. г.-м. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Белоглазов Е.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 82 _____ с., _____ 18 _____ рис., _____ 10 _____ табл.,
_____ 15 _____ источников, _____ 2 _____ прил.

Ключевые слова: Геофизические исследования скважин, ГИС, карбонатные коллекторы, Тимано-Печорская, Лено-Тунгусская, сравнительный анализ, Юрубчено-Тохомское.

Объектом исследования являются Месторождения Лено-Тунгусской и Тимано-Печорской нефтегазаносных провинций.

Цель работы – Выявить общее и отличное в геолого-геофизических результатах исследования сравниваемых месторождений с карбонатными коллекторами – Юрубчено-Тохомского и Печерского.

В процессе исследования проводился сравнительный анализ по всей имеющейся геологогеофизической информации включающий в себя: сравнение условий проведения ГИС, комплексов использованных методов, особенностей интерпретации, и лабораторных исследований.

В результате исследования выявили общее и отличное в геолого-геофизических результатах исследования сравниваемых месторождений, что позволит использовать полученные знания с целью повышения эффективности разработки новых месторождений с карбонатным типом коллекторов.

Степень внедрения: результаты работы предполагается использовать при геологоразведочных работах на вновь открытых месторождениях нефти и газа с карбонатным типом коллекторов.

Область применения: нефтегазодобывающая промышленность.

Экономическая эффективность/значимость работы выделение приоритетных методов геофизических исследований скважин и наиболее информативных интерпретационных методик, что позволит повысить качество результатов интерпретации материалов ГИС на месторождениях углеводородов.

В будущем планируется проводить подобные исследования для всех вновь открытых месторождений нефти и газа.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- КС – каротаж сопротивлений;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона;
- МСК – межведомственный стратиграфический комитет;
- УВ – углеводороды;
- РК – радиоактивный каротаж;
- ГК – гамма-каротаж;
- НК – нейтронный каротаж;
- НГК – нейтрон-гамма каротаж;
- НКТ – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- СП(ПС) – метод потенциала самопроизвольной поляризации;
- ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной;
- ΔГК – двойной разностный параметр ГК;
- W – водородосодержание (нейтронная пористость);
- Сгл – коэффициент глинистости;
- Кп – коэффициент пористости;
- Кв – коэффициент водонасыщенности;
- Кн – коэффициент нефтенасыщенности;
- Рп – параметр пористости;
- Рн – параметр насыщения;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- БК – боковой каротаж;
- ПЖ – промывочная жидкость;
- Рс – удельное сопротивление скважины;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;

БМК – боковой микрокаротаж;

АК – акустический каротаж;

АКШ – акустический каротаж широкополосный;

DT – интервальное время;

DTP – интервальное время продольной волны;

DTS – интервальное время поперечной волны;

ДС – диаметр скважины (каверномер);

ИК – индукционный каротаж.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ОГЛАВЛЕНИЕ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	11
1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕЧОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	11
1.1.1 Географическое и административное положение месторождения... ..	11
1.1.2 Природно-климатические условия района и месторождения	11
1.1.3. Геологическое строение месторождения и залежей.....	11
1.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	28
1.2.1. Географическое и административное положение месторождения..	28
1.2.2. Геологическое строение месторождения и залежей.....	28
2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	33
2.1. Печорское месторождение	33
2.1.1. Геофизические исследования скважин, объем и качество материалов ГИС.....	33
2.1.2. Технология обработки материалов ГИС.....	37
2.1.3.Определение исходных параметров	37
2.1.4. Определение глинистости	39
2.1.5. Определение пористости по данным ГИС.....	40
2.1.6. Оценка нижних пределов коллекторских свойств пород.Выделение коллекторов. Определение типа коллекторов.	44
2.1.7. Определение коэффициентов нефтенасыщенности	46
2.1.8. Оценка характера насыщения	48
2.1.9. Определение коэффициента проницаемости	50
2.1.10. Анализ результатов интерпретации и сопоставление с данными работ предыдущих лет	52
2.2. Юрубчено-Тохомское месторождение	56

2.2.1. Геофизические исследования скважин, объем и качество материалов ГИС.....	56
2.2.2. Эффективность проведенных ГИС.....	59
2.2.3. Определение исходных параметров	63
2.2.4. Определение двойного разностного параметра ГК (ΔГК).....	64
2.2.5. Определение водородосодержания	64
2.2.6. Определение глинистости	64
2.2.7. Определение подсчетных параметров рифейских коллекторов	65
2.2.7. Оценка эффективных толщин.....	69
3. РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА	72
3.1. Сравнение геологических характеристик.....	72
3.2. Качественное описание кривых ГИС	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	79
Графические приложения.....	81
Графическое приложение 1. Геофизический планшет по скважине Печорского месторождения.....	81
Графическое приложение 2. Геофизический планшет по скважине Юрубчено-Тохомского месторождения.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования

Для геофизических методов исследования скважин карбонатные коллекторы являются сложными объектами изучения. Это связано с непостоянством состава твердой матрицы коллектора, с вторичной природой порового пространства карбонатных коллекторов, различными структурными типами коллекторов, малой раскрытостью трещин и общей низкой пористостью коллекторов, соизмеримых с погрешностями оценки пористости методами ГИС. Кроме того, высокие электрические сопротивления карбонатной матрицы коллектора понижает чувствительность методов сопротивления к нефтенасыщенности коллектора. В этих условиях обобщение результатов геофизического изучения карбонатных коллекторов на месторождениях с разными геолого-геофизическими условиями образования является *актуальной задачей*.

Объекты исследования

В качестве объектов исследования взяты два месторождения с карбонатными коллекторами. *Юрубчено-Тохомское* месторождение с рифейскими карбонатными резервуарами располагается в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и относится к группе месторождений с уникальными запасами. *Печерское* нефтяное месторождение (название условное) с девонскими карбонатными коллекторами входит в состав Тимано-Печерской нефтегазовой провинции. По запасам месторождение относится к группе мелких месторождений.

Цель исследования:

Выявить общее и отличное в геолого-геофизических результатах исследования сравниваемых месторождений с карбонатными коллекторами – Юрубчено-Тохомского и Печерского.

Результаты реализации поставленной цели приводятся в настоящей Выпускной квалификационной работе.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕЧОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1.1 Географическое и административное положение месторождения

В административном отношении Печорское нефтяное месторождение расположено в южной части Ненецкого автономного округа Архангельской области. Указанный регион характеризуется развитой инфраструктурой нефтедобычи, но сравнительно сложными физико-географическими условиями освоения месторождения.

1.1.2 Природно-климатические условия района и месторождения

В орографическом отношении Печорское нефтяное месторождение находится в южной части Большеземельной тундры. Рельеф территории представляет собой слабо всхолмленную, пологоволнистую равнину.

Климат территории умеренно-континентальный, умеренно-суровый с прохладным дождливым и коротким летом.

Район относится к зоне вечной мерзлоты. Многолетнемерзлые породы (ММП) на территории месторождения имеют широкое распространение и развиты на всех геоморфологических уровнях.

1.1.3. Геологическое строение месторождения и залежей

1.1.3.1 Стратиграфия

Согласно нефтегеологическому районированию Печорское месторождение входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП).

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приводится согласно унифицированной схемы на основании комплексного изучения ядерного материала и промыслово-геофизических исследований [15].

Вскрытый разрез осадочного чехла Печорского месторождения представлен отложениями от девонских до четвертичных включительно (скважина №24 – вскрытый разрез общей толщиной 4300м).

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА – PZ

ДЕВОНСКАЯ СИСТЕМА – D

Девонские отложения на площади месторождения представлены в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов. Верхняя граница системы проводится в подошве низкоомной глинистой пачки, охарактеризованной окским комплексом микрофауны.

Нижний отдел – D₁

Вскрытый разрез представлен чередованием зеленовато-серых известняков, серо-коричневых мергелей и глин. В верхней части разреза появляются прослои доломитов с включениями ангидритов.

Средний отдел – D₂

Среднедевонские отложения представлены в объеме живетского яруса (афонинского и старооскольского горизонтов). Верхняя граница отдела проводится в подошве терригенной преимущественно глинисто-алевролитовой толщи с верхнедевонским комплексом фауны.

Афонинский горизонт – D_{2af}

По литологическому составу и каротажной характеристике пород в разрезе афонинского горизонта снизу-вверх выделяются глинисто-алевролитовая и глинисто-карбонатная пачки.

Глинисто-алевролитовая пачка толщиной 12-20 м представлена глинистыми кварцевыми алевролитами и темно-серыми глинами, характеризуется пониженными значениями КС.

Глинисто-карбонатная пачка толщиной 35-83 м сложена коричневатосерыми, неравномерно известковистыми аргиллитами и неравномерно глинистыми темно-серыми известняками. В середине пачки выделяется выдержанный пласт (до 20 м) темно-серого высокоомного известняка, плотного, с брахиоподами, гастроподами, трилобитами, являющегося надежным

каротажным репером в кровле афонинского горизонта в области Колвинского мегавала.

Верхняя граница отложений афонинского горизонта проводится в подошве пачки песчаников старооскольского горизонта.

Старооскольский горизонт – D_{2st}

В разрезе старооскольского горизонта выделяется “верхняя” пачка песчаников, перекрываемая глинистой толщей. Песчаники “верхней” пачки буровато-серые, серые, кварцевые, в основном, мелкозернистые, пористые, с растительными остатками и стяжениями пирита, с глинистым цементом, с прослоями алевролитов и глин. Толщина пачки 30-141 м, характеризуется повышенными значениями КС.

Комплекс глинистых отложений общей толщиной 15-124 м сложен аргиллитами серыми, неравномерно алевролитистыми, с обугленными растительными остатками, с прослоями глинистых алевролитов.

Верхний отдел – D₃

Породы верхнего отдела трансгрессивно залегают на размытой поверхности среднедевонских отложений. На основании анализа фауны (брахиоподы, остракоды) и спорово-пыльцевых комплексов в разрезе уверенно прослеживаются франский и фаменский ярусы. Толщина разреза составляет более 1300 м.

Франский ярус – D_{3f}

Франский ярус представлен в объеме ниже- и верхнефранских подъярусов, сложенных различными по литологическому составу породами.

Нижнефранский подъярус – D_{3f1}

Джьерский+тиманский+саргаевский горизонты

(D_{3dj} +tm+sr)

В связи с низкой освещенностью керновым материалом и отсутствием надежных каротажных реперов прослеживание в терригенной толще отдельных горизонтов затруднительно.

К джьерскому горизонту с некоторой долей условности можно отнести толщу в основании нижнефранских отложений, характеризующихся повышенными значениями КС, представленную переслаиванием светло-серых кварцевых алевролитов, зеленовато-серых аргиллитов и реже буровато-серых мелкозернистых песчаников.

Вышележащий разрез, условно отнесенный к тиманско-саргаевским отложениям, представлен аргиллитами коричневато-серыми и серыми с зеленоватым оттенком, с прослоями неравномерно глинистых известняков и мергелей.

Семилукский горизонт – D_{3sm}

Отложения семилукского горизонта представлены в объеме доманиковой свиты. Разрез сложен известняками темно-серыми, до черных, битуминозными, плотными, участками окремненными неравномерно глинистыми, с прослоями черного битуминозного мергеля, характеризуется на каротажных диаграммах повышенными значениями КС.

Верхнефранский подъярус – D_{3f2}

Отложения верхнефранского подъяруса сложены неоднородной по литологическому составу толщей пород. В связи с выявлением в верхнедевонской толще на территории Тимано-Печорской провинции барьерных рифов, характеризующихся фациальной зональностью, в верхнефранском разрезе принято выделять местные стратиграфические подразделения – ветлоянская (D_{3vtl}), сирачойская (D_{3src}) и ухтинская (D_{3uh}) свиты.

Литологически они представлены всеми типами разрезов, характерными для барьерных рифов. Рифогенные образования представлены известняками светло- и буровато-серыми, сгустковыми и мелкокомковатыми, участками водорослевыми, пятнисто-доломитизированными, пористыми, кавернозными, нефтенасыщенными.

В целом, система барьерного рифа характеризуется резкой фациальной изменчивостью разреза, дельтовидным напластованием пород в области рифового массива и цикличностью строения.

Цикличность развития рифовой системы обусловлена трансгрессивными фазами в условиях регрессирующего предрифового бассейна, в результате чего в зоне шельфа и над собственно рифовым телом откладывались карбонатные породы с примесью глинистого материала, а глубоководная зона представлена низкоомными глинистыми известняками, мергелями и глинами.

Зарифовая зона представлена известняками серыми, буровато-серыми, с зеленоватым оттенком, скрыто-тонкокристаллическими, неравномерно глинистыми, с прослоями мергелей и глин.

Фаменский ярус – D_3fm

Фаменский ярус представлен в объеме ниже- и верхнефаменского подъярусов и характеризуется широким развитием в разрезе обломочных известняков.

Нижнефаменский подъярус – D_3fm_1

Мощная толща известняков, мергелей и глин в низах фаменского яруса представляет толщу заполнения предрифового бассейна.

Предрифовый склон сложен продуктами размыва собственно рифового массива и представлен известняками буровато- светло-серыми, с зеленоватым оттенком. Выше толщи заполнения разрез нижнефаменских отложений сложен известняками серыми и зеленовато-серыми, мелко-тонкокристаллическим, пятнисто-доломитизированными, участками глинистыми. Толщина нижнефаменских отложений 242-601 м.

Верхнефаменский подъярус – D_3fm_2

Верхнефаменские отложения толщиной 38 –94 м, сложенные известняками светло-серыми, мелкозернистыми, пятнисто-доломитизированными, прослоями проницаемыми.

КАМЕННОУГОЛЬНАЯ СИСТЕМА – С

Отложения каменноугольной системы представлены всеми тремя отделами. По результатам исследования керна, фауны и материалов ГИС, в разрезе установлены перерывы в осадконакоплении различной продолжительности. На площади месторождения размыты отложения турнейского яруса, ниже- и средневизейского подъярусов нижнего карбона, башкирского яруса и нижнемосковского подъяруса среднего карбона.

Нижний отдел – С₁

Разрез нижнекаменноугольных отложений представлен в объеме окского надгоризонта верхневизейского подъяруса и серпуховского яруса.

Окский надгоризонт – С_{1ок}

Отложения окского надгоризонта, толщиной 80 – 142 м, трансгрессивно залегают на размытой поверхности фаменских. В подошве уверенно прослеживается пачка темно-серых известковистых глин с прослоями алевролита толщиной 10-15 м, являющегося надежным каротажным репером в подошве каменноугольных отложений. Выше разрез представлен известняками серыми, мелко-тонкозернистыми, с брахиоподами, кораллами, остракодами, водорослями, с прослоями доломитов.

Серпуховский ярус – С_{1с}

В составе серпуховского яруса прослеживаются тарусский+стешевский (неразделенные) и протвинский горизонты.

Тарусский+стешевский горизонты – С_{1tr+st}

Литологически отложения горизонтов представлены чередованием доломитов и известняков с прослоями ангидритов. Доломиты серые с буроватым оттенком и буровато-серые, тонкозернистые, участками пористые и кавернозные. Известняки серые и светло-серые, мелко-тонкозернистые, неравномерно доломитизированные. Толщина 65 – 105 м.

Протвинский горизонт – С_{1pr}

Сложен известняками светло-серыми и серыми, органогенно-детритовыми, прослоями пористыми, выщелоченными и кавернозными, прослоями глинистыми и доломитизированными. Толщина разреза 23 – 72м.

Средний отдел – С₂

Верхнемосковский подъярус – С₂т₂

Среднекаменноугольные отложения представлены только в объеме верхнемосковского подъяруса. Разрез сложен темно- и светло-серыми органогенно-детритовыми и обломочными пористыми и кавернозными известняками, прослоями глинистыми.

Верхний отдел – С₃

Верхняя граница отдела проводится в кровле высокоомного карбонатного пласта, по смене верхнекаменноугольных фораминифер на ассельские.

Литологически отложения верхнего карбона представлены известняками серыми и коричневато-серыми, перекристаллизованными, плотными, неслоистыми, от мелко-крупнодетритовых до органогенно-обломочных, с криноидеями, мшанками, брахиоподами, фораминиферами. Толщина отдела в среднем составляет 30 м.

ПЕРМСКАЯ СИСТЕМА – Р

Верхняя граница отложений пермской системы проводится в подошве базального конгломератовидного пласта песчаников Т₁-I с эпидот-цоизитовой ассоциацией минералов, выше которых в глинах определен нижнетриасовый спорово-пыльцевой комплекс. В отличие от известных разрезов платформенной части Тимано-Печорской провинции эта граница по каротажным диаграммам не всегда четко выделяется. Пермская система представлена отложениями нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел Р₁

В составе отложений нижнего отдела выделяются фаунистически охарактеризованные карбонатные отложения (ассельские+сакмарские и артинские), перекрываемые терригенными отложениями кунгурского яруса.

Ассельский+сакмарский ярусы – Р_{1а+s}

Верхняя граница проводится в подошве смешанных глинисто-алевритово-карбонатных пород, которые характеризуются пониженными значениями кажущихся сопротивлений. Породы представлены известняками серыми и светло-серыми органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными, водорослевыми, иногда водорослево-фораминиферовыми, пористыми, кавернозными. Толщина ассельских+сакмарских отложений изменяется от 50 м до 150 м.

Артинский ярус – P_{1a}r

Верхняя граница на каротажных диаграммах уверенно проводится в подошве низкоомных терригенных пород кунгурского яруса. Артинские отложения представлены серыми и светло-серыми смешанными глинисто-алевритово-карбонатными породами. Толщина отложений колеблется от 25 м до 60 м.

Кунгурский ярус – P_{1k}

Верхняя граница кунгурских осадков проводится в подошве высокоомного пласта (P₂-I), сложенного песчаниками. Породы кунгурского яруса (толщина 40-65м) представлены переслаиванием аргиллитов и алевролитов, с прослоями песчаников и известняков.

Верхний отдел P₂

Верхнепермские отложения представлены в объеме неразделенных уфимского, казанского и татарского ярусов, сложенных различающимися по генетическим признакам терригенными породами (морские и континентальные осадки).

По литологическим признакам и каротажной характеристике в верхнепермской толще выделены литологические пачки, в которых прослеживается до 15 пластов полимиктовых песчаников (по местной номенклатуре P₂-I – P₂-XV). Между пачками выделяются низкоомные непроницаемые глинистые разделы толщиной 5-20 м.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА – MZ

На площади месторождения мезозойские отложения представлены триасовой, юрской и меловой системами, общей толщиной от 1280 м до 1400 м.

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА – Т

Согласно местной стратиграфической схеме для платформенных районов Тимано-Печорской провинции, утвержденной МСК, в разрезе триасовой системы выделяются чаркабожская свита (нижний триас), шапкинская серия (нижний+средний триас) в составе ангуранской и харалейской свит и нарьянмарская свита (верхний триас).

Верхняя граница системы проводится в подошве относительно высокоомной толщи кварцевых песков ниже-среднеюрского возраста.

Нижний отдел. Чаркабожская свита – T_{1cb}

Верхняя граница уверенно проводится в подошве высокоомного пласта песчаника шапкинской серии, являющегося надежным репером в платформенной части Тимано-Печорской провинции.

В основании свиты залегает базальный пласт песчаников светло-зеленых, полимиктовых, слюдистых, разнозернистых, пористых прослоями конгломератовидных за счет обилия разноокрашенных уплощенных окатышей глин с хлорит-каолинитовым цементом (пласт T_{1-I}). Прослоями песчаник розоватый с кальцитовым цементом. Вышележащий разрез чаркабожской свиты сложен мощной толщей глин, песчаников и алевролитов. В целом, в разрезе чаркабожской свиты, кроме базального пласта T_{1-I} , прослеживается еще до 12 пластов песчаников (T_{1-II} – T_{1-III}), разделенных прослоями шоколадно-коричневых глин, и четко группирующихся в четыре пачки, площади развития которых ограничены глинистыми толщами. Морфология пограничных зон весьма характерна для эрозионных врезов палеорусел.

Нижний+средний отделы – T_1+T_2

Шапкинская серия – T_{1-2sp}

Харалейская свита – T_{1hr}

Верхняя граница проводится по исчезновению красноцветных глин и появлению песчаников с пестроцветными глинами.

В подошве свиты, характеризующейся повышенными значениями КС, преобладает песчаник зеленовато-серый, полимиктовый, мелко-среднезернистый, слюдистый. Выше доминирует глина красновато-коричневая, участками с зеленовато-серыми пятнами. Мощность свиты 30-55м.

Средний отдел. Ангуранская свита – T_{2an}

Верхняя граница свиты проводится по появлению сероцветных глин с верхнетриасовым спорово-пыльцевым комплексом. В нижней части свиты преобладают песчаники мелко-среднезернистые с прослоями серых глин, с горизонтальной слоистостью. Выше разрез сложен пестроцветными глинами с конкрециями пирита и железистыми бобовинами. Толщина свиты 80-135м.

Верхний отдел. Нарьянмарская свита – T_{3nt}

Разрез сложен сероцветными глинами с верхнетриасовым спорово-пыльцевым комплексом, с прослоями алевролитов и песчаников. Толщина свиты 200-280м.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА – J

На площади месторождения юрская система представлена всеми тремя отделами. Мощность осадков составляет 340-370м.

Нижний отдел. Харьягинская свита J_{1hr}

В основании свиты залегает пачка песчаника серого и светло-серого, мелко-среднезернистого, переходящего в песок с галькой и валунами кварца, кремня. Мощность пачки 30-40м. Выше разрез сложен глинами пестроцветными, зеленоватых тонов и серыми с нижнеюрским спорово-пыльцевым комплексом. Толщина свиты 40-65м.

Средний отдел - J₂

Среднеюрские отложения представлены песками светло-серыми до белых, кварцевыми, слюдистыми, с примесью каолинита, с незначительными прослоями глин и слабосцементированных песчаников.

Толщина составляет 70-95м, характеризуется повышенными значениями КС и отрицательной депрессией на кривой ПС.

Верхний отдел – J₃

Отложения верхнего отдела в нижней части разреза представлены алевролитами и глинами с конкрециями пирита, пеллециподами и белемнитами. Вышележащий разрез сложен преимущественно темно-серыми алевритистыми и известковистыми глинами, плитчатыми мергелями и алевролитами. Толщина верхнеюрских отложений 170-240м.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА – К

Система представлена в объеме нижнего отдела. Разрез сложен алевролитами зеленовато-серыми, глауконитовыми, глинами темно-серыми до черных, глауконитовыми песками светло-серыми. Толщина 205-260м.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА – Q

Разрез мощностью 150-220м представлен суглинками серыми, темно-серыми, с галькой и гравием кремня, кварцита, известняка и песками светло-серыми.

1.1.3.2 Тектоника

Согласно региональному тектоническому районированию осадочного чехла территория Печорского месторождения приурочена к северному окончанию Колвинского мегавала (Рисунок 1.1). В свою очередь, Колвинский мегавал является восточным осложнением надпорядкового крупного и сложно построенного Печоро-Колвинского авлакогена. Мегавал представляет собой линейную структуру I-го порядка северо-западного простирания, протяженностью около 600 км при ширине до 30-35 км. Его северная часть, по материалам морских геологоразведочных исследований, прослеживается на Баренцевоморском шельфе, на расстоянии почти 300 км, примерно, до широты о. Гусиный.

В современном структурном плане Колвинский мегавал представляет собою систему кулисообразно расположенных крупных антиклинальных

складок (валов) – Усинской, Возейской, Харьягинской, Ярейюской, Поморской, осложненных в свою очередь структурами более низких порядков, зачастую не совпадающих в плане по различным маркирующим поверхностям.

Локальные поднятия, осложняющие мегавал, характеризуется асимметричным строением. Западные крылья, как правило, более пологие и протяженные, чем восточные. Последние – узкие и крутые, переходящие во флексуры в верхней части осадочного чехла и осложненные системой разрывных нарушений в его нижней части.

Колвинскому мегавалу в современном структурном плане по фундаменту соответствует узкая линейно вытянутая грабенообразная зона, ограниченная системами крупноамплитудных региональных разломов и имеющая блоково-ячеистое строение. В ее пределах выделяются три крупных поднятия (с юга на север) – Усинское, Возейское и Ярейюское, разделенные соответственно Усино-Колвинским, Харьягинским и Хыльчюским прогибами. Глубины залегания фундамента составляют 3,2-4,2 км.

Одна из крупных структур, выделяемых в пределах рассматриваемого региона - Харьягинская в современном тектоническом плане представляет собой крупную асимметричную приразломную складку северо-западного простирания, с некоторым наклоном слоев в северном направлении.

Харьягинский вал осложнен системой локальных складок более низких порядков, структурные планы которых по различным горизонтам зачастую не совпадают, и расположенных (с юга на север) в следующем порядке: Ошская, Южно-Харьягинская, Центрально-Харьягинская, Лекхарьягинская, Печорская, Северо-Харьягинская и Инзырейская.

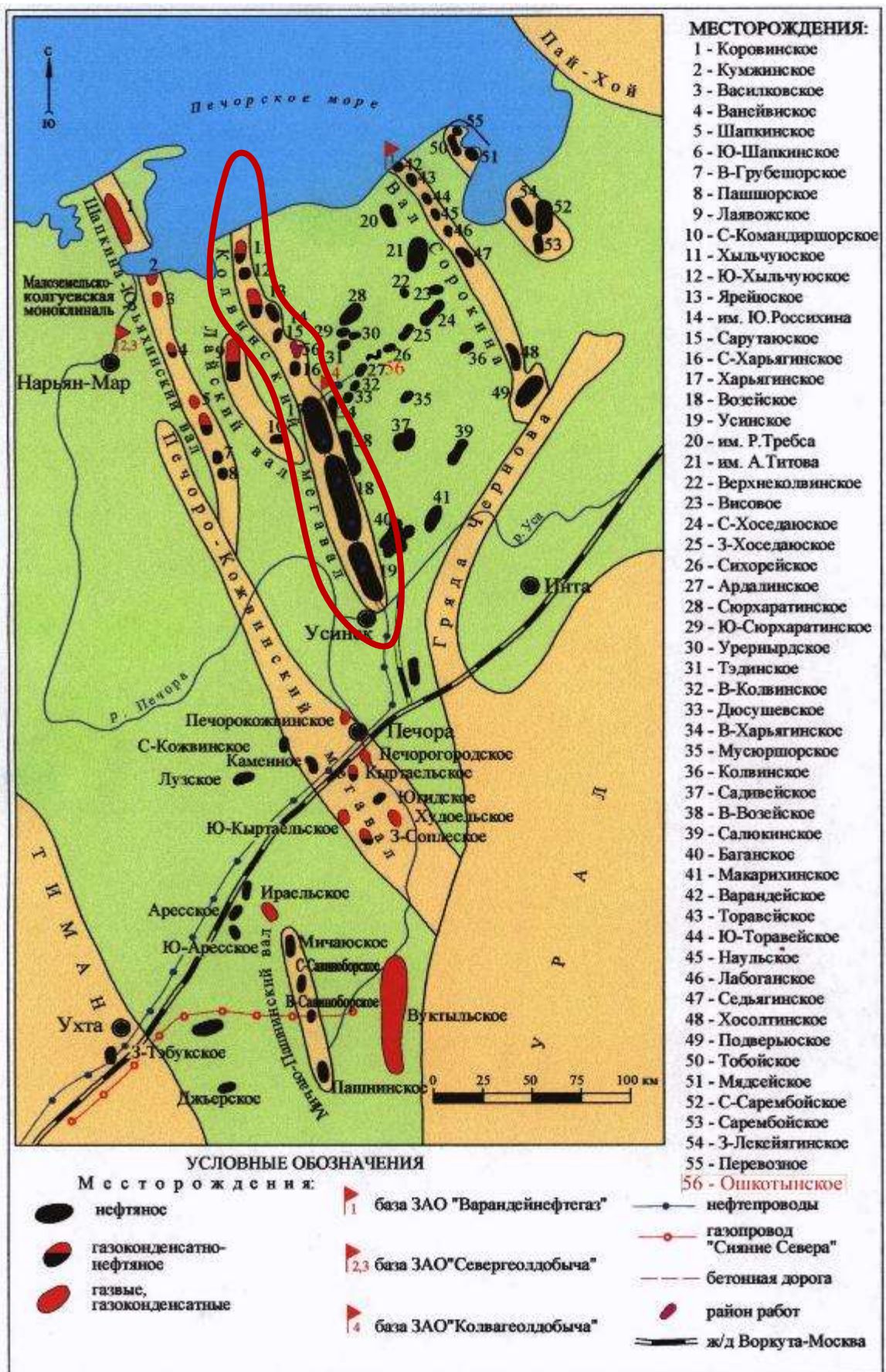


Рисунок 1.1 – Фрагмент тектонической карты Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [15].

Следует отметить, что для этой системы складок характерно развитие зон рифогенных образований верхнедевонского возраста. Развитие зоны рифогенных образований в значительной степени отразилось на формировании структурного плана части верхнефранского разреза. Система рифогенных образований большинством исследователей классифицируется как барьерный риф. Под ним понимается относительно узкая и достаточно протяженная зона перехода от шельфовых фаций к глубоководным, и характеризующаяся увеличенной толщиной карбонатных образований с повышенными емкостными свойствами.

В целом формирование рифогенных отложений комплекса в центральной части площади началось уже с доманиковского времени.

В качестве единой антиклинальной складки Печорская структура выделяется по отражающему горизонту Шб¹. Печорская складка имеет субширотное простирание и генетически связана с формированием рифового массива.

Структура имеет неправильную форму северо-восточного простирания. Размеры ее по отражающему горизонту Шб¹ (D_{3f₂-f₁}) составляют 12,5x3 км, амплитуда – 125 м, в контуре замкнутой изогипсы – 3600 м. Ограничением структуры являются разнофациальные зоны, условные границы которых связаны со сменой рифогенного на шельфовый (северо-северо-восточная граница) и глубоководный (юго-юго-западная граница) типы разреза. По кровле продуктивного горизонта структура осложнена тремя поднятиями, размеры которых изменяются в пределах от 1,6x1,5 км и амплитудой до 140-180м.

Согласно интерпретации сейсмического материала в пределах развития рифогенного комплекса уверенно выделяются зоны тектонических нарушений. По результатам выделения тектонических нарушений в толще верхнедевонских пород выделяется северо-западная система, параллельная простиранию глубинного разлома восточного борта Колвинского мегавала. По типу большая часть нарушений относится к нормальным сбросам с плоскостью падения сместителя в восточном направлении и с углом падения, близким к 80°.

Среднедевонская (живетская) и нижележащая (нижнедевонско-силурийская) часть разреза характеризуется совершенно иной, гораздо более сложной системой разломов. Для этой части характерными являются древние разломы S-образного простирания, осложняющие борта живетского палеограбена. В вышележащую часть разреза они практически не прослеживаются. Дополнительной особенностью строения этой части является наличие крупного субширотного разлома (системы разломов) сдвигового характера.

1.1.3.3 Нефтегазоносность

Печорское месторождение находится на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в южной части Ненецкого автономного округа Архангельской области. Продуктивная толща выделена в составе сирачойского горизонта франского яруса. При характеристике продуктивного разреза карбонатных отложений Печорского месторождения были использованы материалы поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Верхнедевонская карбонатная толща, с которой связаны нефтенасыщенные рифогенные отложения, сложена известняками и доломитами, эффективной толщиной до 206м. Особенно высокими перспективами характеризуются ловушки, образовавшиеся при доминирующем проявлении рифогенных процессов. На куполах залежей, верхней части разреза ближе к сводовым участкам структур преобладают известняки, к низам разреза, а также крыльевым и периклинальным зонам поднятий они постепенно сменяются доломитами. Коллекторы характеризуются высокой фациальной неоднородностью и значительным разнообразием литотипов.

В результате проведенного поискового и разведочного бурения в пределах Печорского месторождения выделяются четыре самостоятельных залежи нефти, приуроченных к Западному, Центральному и Восточному поднятиям рифогенной структуры. В совокупности выделяемые купола образуют линейно вытянутую структурную зону, простирание которой близко к

субширотному. Она протягивается в направлении с юго-запада на северо-восток. Морфологические особенности строения отдельных куполов отличаются друг от друга. Рассматриваемые поднятия осложнены разрывными тектоническими элементами. Они представляют собой разломы, секущие общую линейно вытянутую структуру практически по ортогонали и имеют северо-западную ориентировку.

Поисково-разведочное бурение на месторождении начато в 1986 году, а в 1988 году в поисковой скважине № 24, при испытании в эксплуатационной колонне был получен приток нефти, дебитом 16,1 м³/сут на штуцере 8мм.

Структурные построения базировались, в первую очередь, на результатах поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, а так же на материалах сейсморазведочных работ 3Д.

Водонефтяные контакты по залежам определены на основе комплексного анализа материалов ГИС, керна и результатов опробования скважин. За основу были взяты данные испытания скважин, поскольку по материалам ГИС в карбонатных коллекторах однозначно определить границу раздела нефть-вода не удаётся, а керном эффективные пропластки (за исключением скв.1994) представлены фрагментарно.

При выделении эффективных нефтенасыщенных толщин принимались во внимание результаты испытаний скважин, данные добычи и ГИС.

Характеризуя в целом промышленно нефтеносный горизонт, следует отметить некоторые особенности развития коллекторов в толще продуктивных отложений. Их формирование связано преимущественно с процессами рифообразования, обусловленными высокой дифференцированностью палеорельефа морского дна и повышением активности тектонических движений. Зарождение и развитие рифов происходило в благоприятной физико-географической среде, главным образом в пределах приподнятых форм палеорельефа (ядра рифов), где существовала повышенная аэрация и необходимый привнос осадкообразующего материала. Рифовые сооружения образовались за счет развития и постепенного отмирания строматопоридей и

известковых водорослей. За счет их бурного развития в пределах присводовых участков возвышений морского дна происходил опережающий рост толщин осадков на этих участках, что наряду с тектоническим фактором способствовало значительному приросту амплитуды палеоподнятий. Следовательно, по генезису данные структуры следует отнести к конседиментационным. В последующем сложившиеся известняковые толщи с разными геолого-физическими свойствами определили условия и среду для проявления вторичных процессов и, в частности, процессов доломитизации. Очевидно, что при прочих равных условиях данные процессы наиболее активно протекали в условиях более свободной циркуляции гидротермальных потоков, т.е. на участках развития рифогенных образований с максимальной первично осадочной емкостной характеристикой. Поэтому в составе коллекторов рассматриваемого продуктивного горизонта наряду с известняками значительный объем занимают доломиты и различные переходные известково-доломитовые, доломито-известняковые разности с неодинаковым соотношением основных составляющих известняков и доломитов

Коллекторы в составе продуктивного горизонта прослеживаются, как правило, в виде отдельных проницаемых прослоев, согласующихся в своем развитии с пространственными структурно-тектоническими формами куполов. С некоторой условностью их можно объединить в отдельные пачки, которые с той или иной степенью выдержанности прослеживаются в разрезе всех трех поднятий.

1.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.2.1. Географическое и административное положение месторождения

Юрубчено-Тохомское месторождение в административном отношении расположено в пределах Байкитского района Эвенкийского автономного округа Красноярского края.

1.2.2. Геологическое строение месторождения и залежей

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы. Рисунок 1.2.

В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в целом, принимают участие образования кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста и осадочный чехол, сложенный карбонатными и терригенно-карбонатными породами рифея; терригенными, карбонатно-терригенными и карбонатными венда; карбонатными и галлогенно-карбонатными нижнего-среднего кембрия, а также глинисто-карбонатными – верхнего и среднего кембрия.

1.2.2.1. Стратиграфия

Единого представления о расчленении рифея ЮТЗ к настоящему времени не выработано [1]. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием, и в разных частях ЮТЗ скважинами вскрываются разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

В связи с тем, что утвержденной МСК схемы расчленения рифея внутренних районов Сибирской платформы нет, в качестве наименования стратиграфического подразделения используется термин толща.

В разрезе рифея выделяется 11 толщ (снизу-вверх) - *вэдрэшевская* (R_{1vd}), *мадринская* (R_{1md}), *юрубченская* (R_{2jr}), *долгоктинская* (R_{2dl}), *кюмбинская*

(R_{2kt}), копчерская (R_{2kp}), юктенская (R_{2jk}), рассолкинская (R_{3rs}), вингольдинская (R_{2vg}), токурская (R_{3tk}), ирэмэкэнская (R_{3im}) – рисунок 1.3.

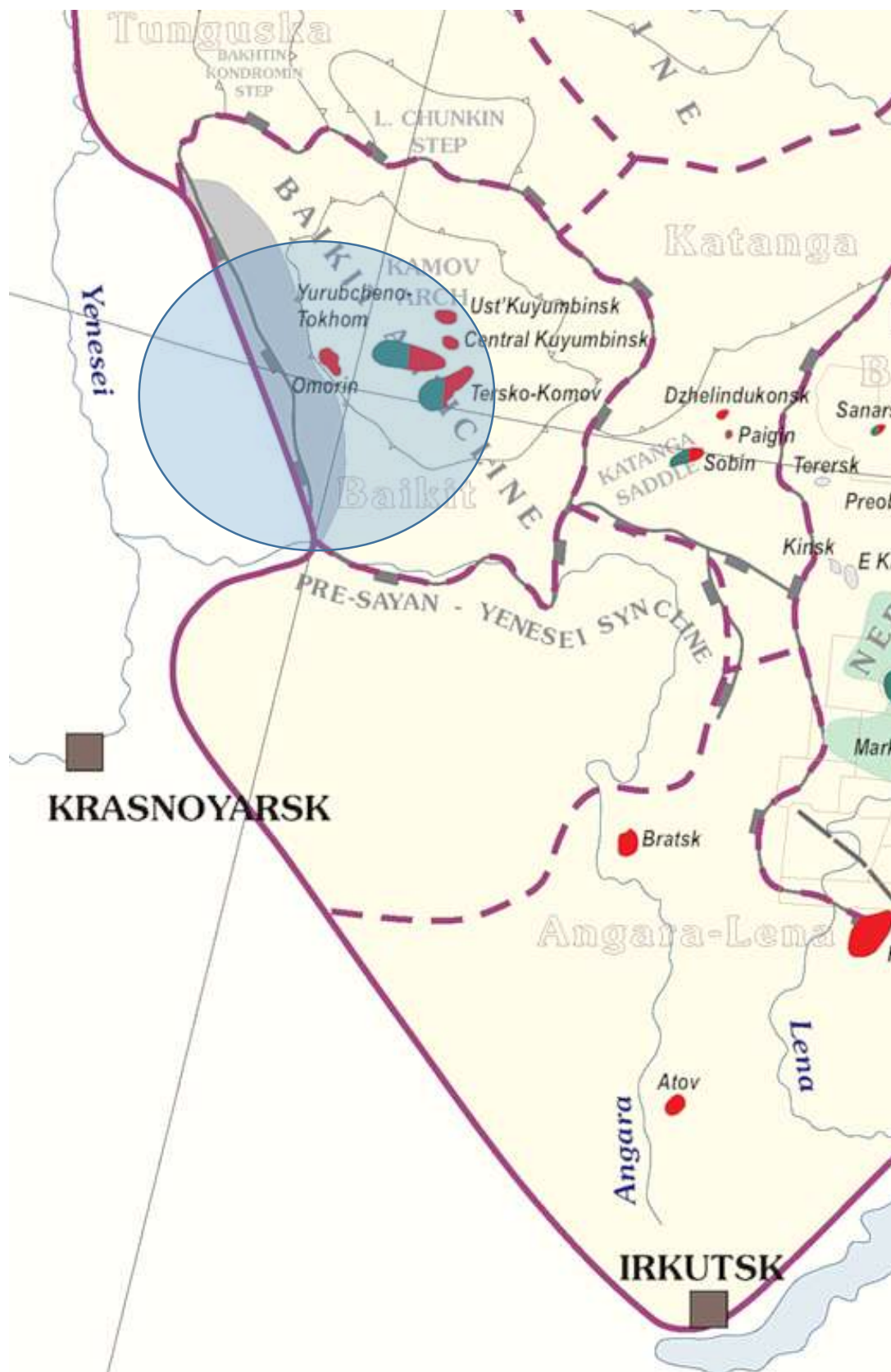


Рисунок 1.2. Фрагмент обзорной карты Ленно-Тунгусской нефтегазоносной провинции [14].

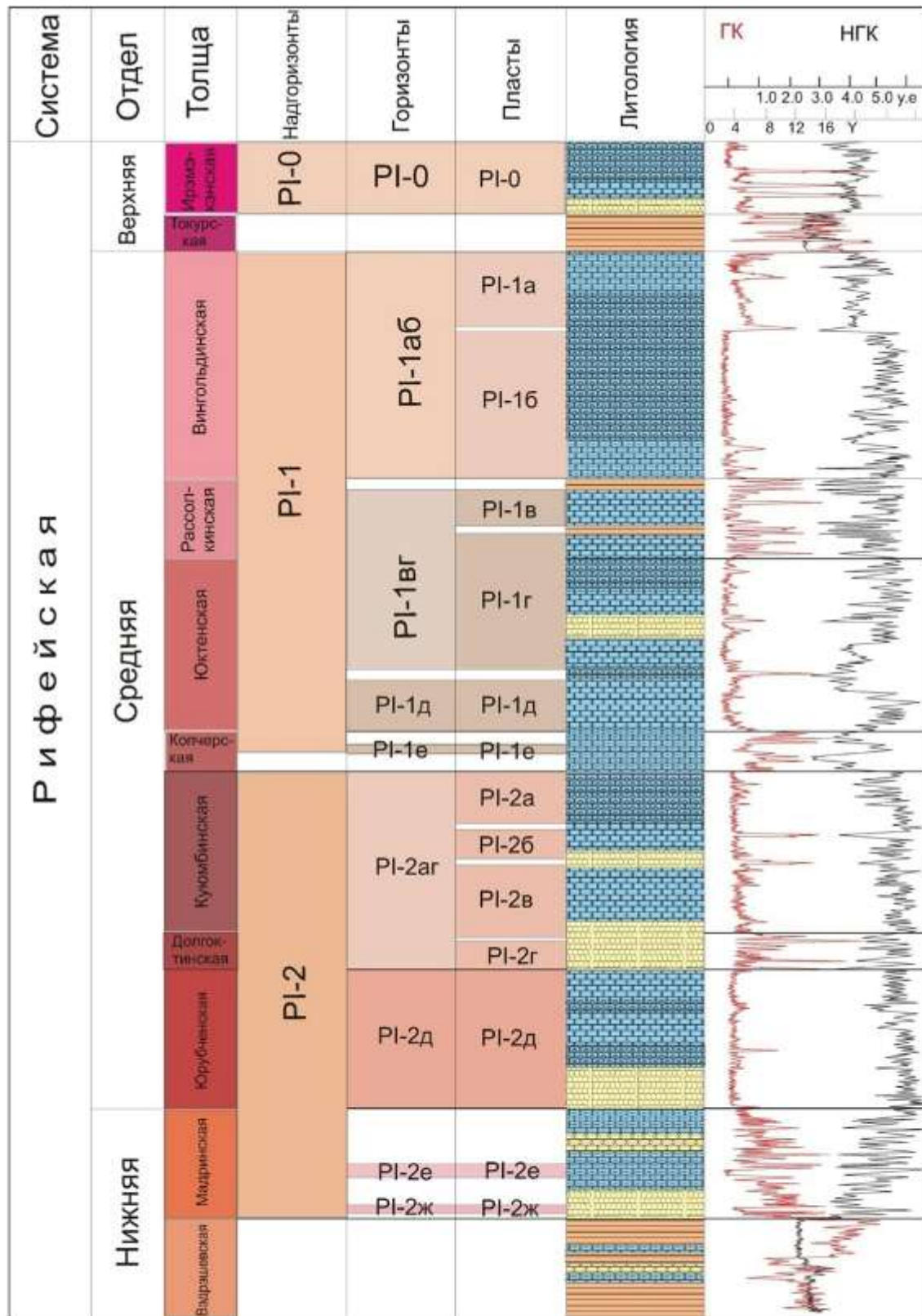


Рис. 1.2. Выделение пластов и продуктивных горизонтов в разрезе камовской серии

Рисунок 1.3. Выделение пластов и продуктивных горизонтов в разрезе камовской серии [1].

1.2.2.2. Тектоника

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа: кристаллический фундамент и осадочный чехол. В свою очередь осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский, разделенных угловатым несогласием.

1.2.2.3. Нефтегазоносность

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах Камовского нефтегазоносного района Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. (Рисунок 1.2).

В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения открыты две залежи УВ в рифейских отложениях: Юрубченская и Терская.

Юрубченская залежь (надгоризонт Р-1-2) Юрубчено-Тохомского месторождения наиболее изучена бурением.

Тип залежи антиклинально-стратиграфическая под несогласием, дизъюнктивно экранированная, пластовая. ВНК принят на абсолютной глубине – 2072 м, ГНК – 2023 м по результатам испытания и данным ГИС на Юрубченской площади. С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент. На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой копчерской толщи. Эффективные нефтенасыщенные мощности этой залежи изменяются от 0 до 48 м, эффективные газонасыщенные мощности от 0 до 93 м. На территорию Терско-Камовского (северного) участка попадает только незначительная часть этой залежи.

Терская залежь (надгоризонт Р-1-1) Юрубчено-Тохомского месторождения, занимает юго-восточную часть ЮТЗ. Залежь нефтегазовая, антиклинально-стратиграфическая под несогласием, пластовая. Северная граница залежи проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой токурской толщи, являющейся одним из наиболее молодых горизонтов рифея, установленных в пределах ЮТЗ. Восточная граница залежи проводится по контуру ВНК, а также связана с выходом на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея. ГНК принят на абсолютной глубине – 2017 м, ВНК – 2054 м по результатам испытания скважин Т-1 и Юр-105, 106, 108. На территорию Терско-Камовского (северного) участка попадает 967 км² (37,2%) этой залежи.

По извлекаемым запасам залежи крупные и уникальные – Юрубченская и Терская (более 300 млн.т. извлекаемых запасов УВ). По сумме запасов залежей оба месторождения Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское являются уникальными. Параметры залежей представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Параметры рифейских залежей ЮТЗ в пределах Терско-Камовского (северного) участка.

Месторождение	Залежь	Горизонт, пласт	ГНК	ВНК	Высота	
					газовой шапки в своде	нефтяной подушки
Юрубчено-Тохомское	Юрубченская	Р-I-2	2023	2072	90	49
	Терская	Р-I-1	2017	2054	120	37

2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Печорское месторождение

2.1.1. Геофизические исследования скважин, объем и качество материалов ГИС

Интерпретация материалов ГИС для целей пересчета запасов нефти и газа Печорского месторождения выполнена по 33 скважинам, включая 12 поисково-разведочных и 21 эксплуатационную скважины. Исследования проводились как с целью общего изучения разреза по стволу скважины (в масштабе 1:500), так и детального (в масштабе 1:200) в продуктивных интервалах [15].

Геофизические исследования в 28-ти скважинах месторождения, проведенные с использованием отечественной аппаратуры, включают следующий комплекс методов:

- Стандартная электрометрия;
- микрозондирование;
- боковой каротаж;
- микробоковой каротаж;
- профилометрия;
- индукционный каротаж в обычной или многозондовой модификации;
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК или НКТ);
- плотностной каротаж;
- акустический каротаж, как в обычной, так и широкополосной модификации;
- кавернометрия;
- резистивиметрия;
- инклинометрия;
- термометрия;
- цементометрия, локация муфт и др.

- **Стандартная электрометрия** включает запись диаграмм потенциал-зондом N11M0,5A или N6,0M0,5A с одновременной регистрацией диаграммы собственных потенциалов (ПС). Масштаб записи диаграмм КС – 2.5 Ом·м/см, а диаграммы СП – 12.5 мВ/см. Применяемая аппаратура: Э-1, ЭК-1, ЭК-73П, АБКТ. Масштабы глубин: 1:500 и 1:200. Скорость записи 1000 – 2500 м/час.
- **Микрозондирование** выполнено в 15 скважинах микропотенциал-зондом А0.05М и микроградиент-зондом А0,025М0,025N. Масштаб регистрации диаграмм – 1 Ом·м /см. Применяемая аппаратура - МДО, МДО-3, МК-УЦ (Киев, ОАО «Геофизприбор»). Скорость записи – 750 ÷ 2000 м/час.
- **Боковой каротаж** выполнен во всех скважинах в масштабе глубин 1:200. Применяемая аппаратура: Э-1, ЭК-1, АБКТ, ЭК-73П. Скорость регистрации 1500 – 2200 м /час.
- **Микробоковой каротаж** проведен в 10 скважинах также в интервале продуктивных отложений в масштабе записи 2.5 Ом·м/см в масштабе глубин 1:200. Применяемая аппаратура: МБК, МБК-3, МБК-4, ММК-М, МК-УЦ. Скорость записи диаграмм 800-1500 м/час.
- **Индукционный каротаж** выполнен в во всех скважинах. Масштаб записи 5 мСим/см, масштаб глубин 1:200. Применяемая аппаратура: АИК-4 (зонд 8И1.4), АИК-5 (зонд 7И1.6), АИК-М (зонд 6Ф1), а также ИК3-2, ИК3-2М (4-х зондовый ИК, зонды 3И0.5, 3И0.85, 3И1.26, 3И1.9). Скорость записи 1400 – 3000 м/час.
- **Радиоактивный каротаж** выполнялся по всему стволу скважин в масштабе 1:500 и в интервале продуктивных отложений - в масштабе 1:200. Данные РК зарегистрированы во всех скважинах. Применяемая аппаратура: ДРСТ, ДРСТ-3, СРК, СРК-1, СРК-3, СРК-73П скорость записи 280 ÷ 1600 м/час (при $\tau = 3$ сек). Гамма-метод проведен с использованием индикаторов NaJ(Tl). Нейтронный-гамма каротаж в интервале сирачойской свиты выполнен в 13 скважинах, индикатор NaJ(Tl)) с использованием источников Pu-Be мощностью

$(4.5 \div 10) \cdot 10^6$ н/с. Нейтрон-нейтронный каротаж выполнен в 17 скважинах, индикатор СНМ, СНМ-56 с использованием источников ИБН-8 мощностью $(0.9 \div 0.95) \cdot 10^7$ н/с.

- **Плотностной каротаж** (ГГК-П) проведен в 17 скважинах с отечественным комплексом в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 0.1 усл.ед./см. Источник Cs^{137} , индикатор ФЭУ-74-А+NaJ(Tl). Применяемая аппаратура СГП2-Агат, 2ГГК-П. Скорость записи 120 – 400 м/ час.

- **Акустический каротаж** выполнен во всех скважинах в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи временных кривых 100 мкс/см, а Δt 15 – 20 мкс/см. Применяемая аппаратура: СПАК-4, СПАК-6, СПАК-6М, АКВ, АК-73П. Скорость регистрации 800 – 1100 м/час. В скважинах с отечественным комплексом зарегистрированы данные АКШ прибором АВАК.

- **Профилеметрия** выполнялась в масштабе 1:500 по всему разрезу скважин и в масштабе 1:200 – в интервале продуктивного разреза. Масштаб записи кавернограмм 25 мм/см. Применяемая аппаратура: СКП-1, СКП-2, СКП-4, ЭК-73П. Скорость записи 1200 – 2100 м/час (масштаб 1:500) и 1000 – 2000 м/час (масштаб 1:200).

- **Резистивиметрия** выполнялась в интервале технической колонны в масштабе глубин 1:500 и в интервале эксплуатационной колонны каротажа в масштабе глубин 1:200, масштаб записи 0.5 – 1 Ом·м/см. Применяемые приборы – ЭК-73П, Э-1. Скорость записи 2000 ÷ 2500 м/час.

- **Инклинометрия** проводилась во всех скважинах с интервалом 10-20 м приборами КИТ, ИМММ-60, ИМММ-73, ИГН-73.

- **Термометрия** проводилась в масштабе глубин 1:500, масштаб записи 0.5 °С/см. Скорость регистрации 1000 м/час.

- Анализ качества материалов ГИС, зарегистрированных отечественной аппаратурой, показал, что диаграммы хорошего и

удовлетворительного качества в объеме, достаточном для интерпретации, присутствуют почти во всех скважинах.

- Материалы радиометрии характеризуются как хорошим качеством.
- Материалы микрозондирования в большинстве скважин характеризуются хорошим качеством. Вместе с тем, стоит отметить, что микрозонды в условиях коллекторов сирачойской свиты Печорского месторождения работают плохо. По микрозондам (при отсутствии желобообразования в стволе скважины) выделяются преимущественно поровые коллектора. Кроме того, при бурении скважин на минимальной репрессии и использовании современных растворов на полимерной основе глинистые корки почти не образуются, что является неблагоприятным фактором для применения микрозондов.
- Качество диаграмм кавернометрии и профилометрии в основном хорошее.

Применяемый комплекс соответствует условиям карбонатного разреза, вскрываемого на площади месторождения, и позволяет решать типовые геолого-промысловые и технические задачи. Достоинством комплекса ГИС является достаточная полнота современных методов. Гр. Прилож 1.

Условия записи ГИС

Промыслово-геофизические исследования выполнялись согласно заявкам геологических служб на основании комплекса, соответствующего назначению скважины. Замеры проводились в открытом стволе, заполненном глинистым, полимерно-глинистым, полимерно-солевым, известково-битумным или гуматно-кальциевым буровым раствором. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора варьирует от 0.08 до 1.5 Омм в зависимости от его типа. Минерализация пластовых вод по данным анализа проб составляет 160 г/л. Тип вод – хлоркальциевые. Пластовые температуры вблизи ВНК сирачойских отложений составляют 82 °С. Соответственно, при интерпретации

значение удельного электрического сопротивления пластовой воды ($\rho_{\text{в}}$) с учетом минерализации и температуры принято равным 0.022 Ом·м.

Конструкции скважин следующие:

- Кондуктор диаметром 324 или 426 мм, спущенный до глубин 224-500 м;
- Техническая колонна диаметром 244.5 мм, спущенная на глубину 1306-2396 м,
- Эксплуатационная колонна диаметром 140 или 177.8 мм.

2.1.2. Технология обработки материалов ГИС

Обработка и интерпретация данных ГИС производилась в системе SOLVER, разработанной в ОАО НПЦ ” Тверьгеофизика” и рекомендованной к выполнению работ, связанных с подсчётом запасов УВ. В системе предусмотрена возможность проведения поточечной и попластовой обработки, как в интерактивном, так и в пакетном режиме. Данные ГИС Печорского месторождения обрабатывались в поточечном режиме с последующим осреднением результатов обработки, в пределах выделенных пропластков.

2.1.3. Определение исходных параметров

Определение исходных параметров осуществлялось после проверки качества материалов ГИС и условий их проведения.

2.1.3.1. Определение двойного разностного параметра ГК ($\Delta\text{ГК}$)

Определение двойного разностного параметра ГК выполнено по способу двух опорных пластов по данным ГК. Максимальное (равное единице) значение $\Delta\text{ГК}$ приравнено к показаниям в глинах, перекрывающих отложения сирачойской свиты, (ГК_{max}), минимальное (равное нулю) значение $\Delta\text{ГК}$ приравнено к показаниям самого чистого пласта (ГК_{min}).

Расчет двойного разностного параметра проводился по формуле:

$$\Delta\text{ГК} = (\text{ГК} - \text{ГК}_{\text{min}}) / (\text{ГК}_{\text{max}} - \text{ГК}_{\text{min}}),$$

где GK , GK_{min} и GK_{max} – показания GK в исследуемых пластах, минимальные и максимальные значения в изучаемом разрезе, соответственно.

Параметр GK использовался при определении глинистости в разрезе.

2.1.3.2. Определение водородосодержания

Стандартизация данных нейтронного каротажа оказалась невозможной из-за неоднородности используемой при регистрации радиоактивного каротажа аппаратуры, недостаточной статистики по каждому типу коллектора.

Для применения комплексных палеток $ГГКп-W_{нк}$ и/или $AK-W_{нк}$, в скважинах, где в качестве нейтронного каротажа выполнен метод НГК, был осуществлён перевод показаний зондов из условных единиц в единицы нейтронной пористости (водородосодержания - $W_{нк}$). В данные НГК вводились поправка за естественный гамма-фон, за инерционность аппаратуры (поправка за $\nu\tau$), за скважинные условия – диаметр скважины, плотность и минерализацию промывочной жидкости. Расчёт водородосодержания выполнялся в системе SOLVER. На рисунке 2.1 показан пример описателя программы оценки водородосодержания по НГК.

Рисунок 2.1. Пример описателя программы SOLVER для оценки водородосодержания в поточечном режиме для прибора НГК-60 аппаратуры СРК

2.1.4. Определение глинистости

Необходимость определения содержания глинистых минералов в коллекторах вызвана их высокой дисперсностью, обуславливающей высокое содержание адсорбированной на их поверхности воды, а также присутствием в них химически связанной воды. Сорбированная и химически связанная вода изменяют плотность и нейтронные характеристики пород. С повышением глинистости резко ухудшаются коллекторские свойства пород. Знания о глинистости необходимы для введения поправок в результаты интерпретации методов ГИС.

Для расчета глинистости (Сгл) использовалась обобщенная зависимость по ряду месторождений Тимано-Печорской провинции (рисунок 2.2), аппроксимированная выражением, полученным по данным сравнения глинистости по керну и ГИС:

$$C_{гл} = 90.63 \times \Delta GK^{1.8241}$$

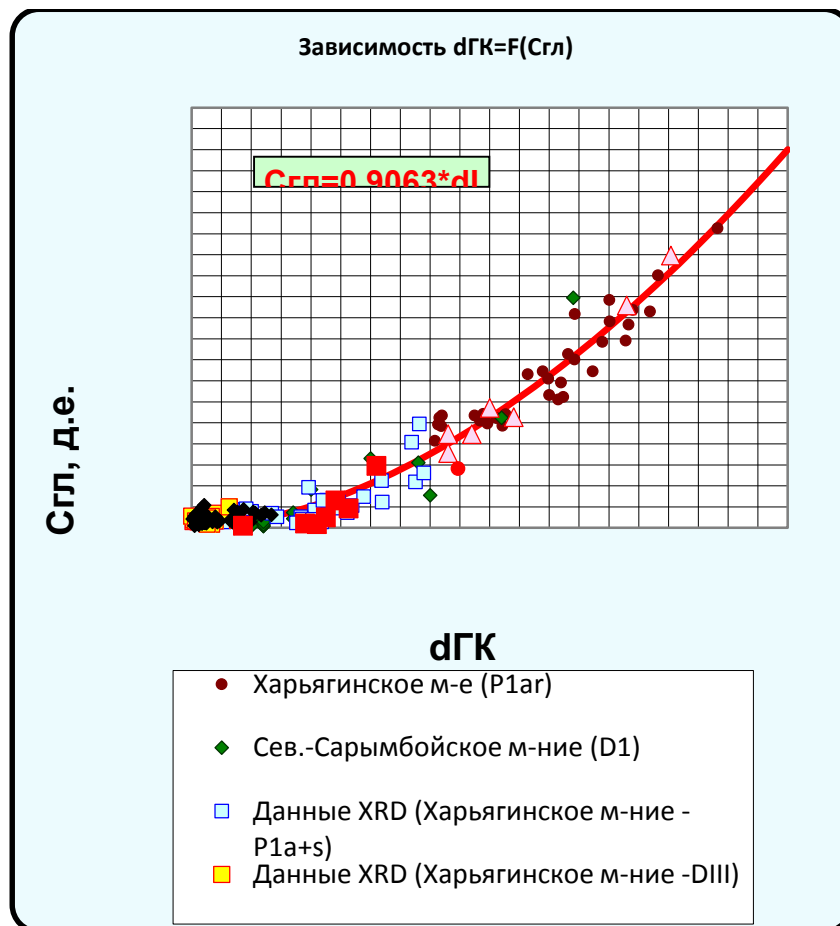


Рисунок 2.2. Сопоставление двойного разностного параметра ГК и глинистости Сгл (по данным керна и ГИС)

2.1.5. Определение пористости по данным ГИС

При интерпретации данных ГИС в карбонатных отложениях, представленных известняками и доломитами, крайне важно знать минеральный состав скелета, так как физические свойства известняка и доломита, а также поправки для расчета нейтронной пористости для отложений различного компонентного состава различны. При интерпретации данных ГИС в карбонатном разрезе для определения пористости и минерального состава использовались комплексные палетки ГГКп- $W_{нк}$ и/или АК- $W_{нк}$.

2.1.5.1. Определение пористости по комплексу ГГКп-НК

При наличии в скважине замеров ГГКп пористость определялась по комплексным палеткам ГГКп- $W_{нк}$, построенным для случая плотности, насыщающего коллекторы флюида, $\approx 1.10 \text{ г/см}^3$. Палетки $K_{п_пал}=f(\text{ГГКп}, W_{нк})$, для соответствующих типов аппаратуры, приведены на рисунке 2.3.

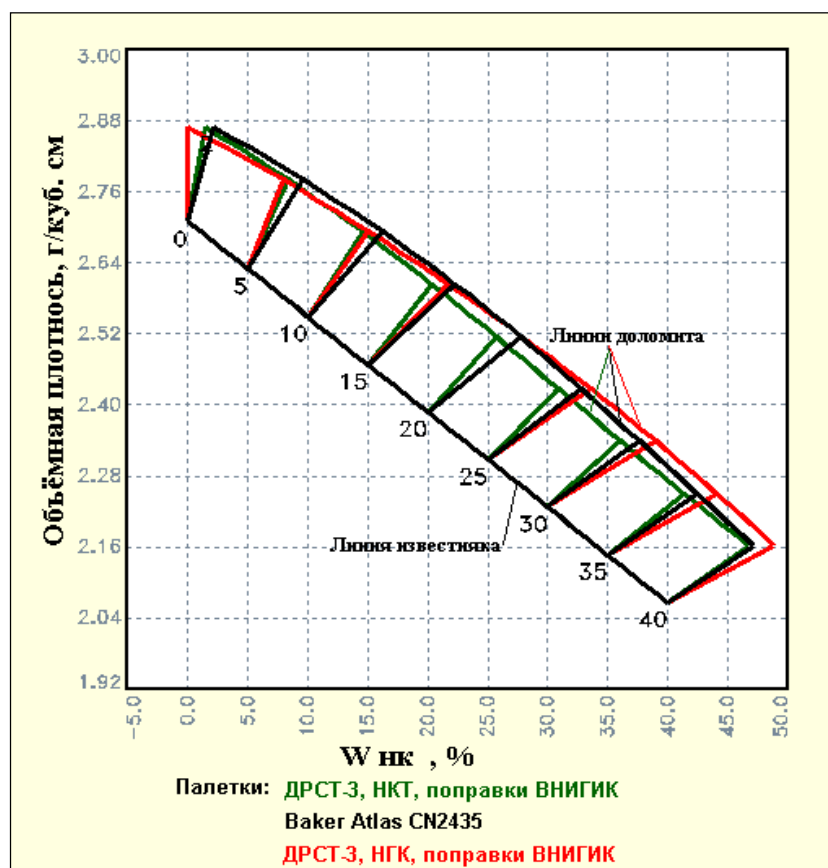


Рисунок 2.3 Палетки для определения пористости и литологического состава по комплексу плотностного и нейтронного каротажа для применяемых на месторождении типов аппаратуры.

После расчета пористости и процентного содержания доломита производилась коррекция пористости, определенной по палетке ($K_{п_пал}$), за глинистость по формуле:

$$K_{п}^{ГГК} = K_{п_пал} - C_{гл} \times W_{гл}$$

где $K_{п}^{ГГК}$ – результирующая пористость, д.е.;

$C_{гл}$ – объемная глинистость, д.е.;

$W_{гг}$ – водородосодержание глин, д.е.

В интервале исследования объекта D_3sg в качестве глинистого материала преобладает иллит. Водородный индекс иллита равен 0.09 д.е. Эта величина была рекомендована в качестве значения $W_{гг}$ для отложений сирачойской свиты Печорского месторождения.

2.1.5.2. Определение пористости по комплексу АК-НК

Для определения пористости по комплексу методов «нейтронный каротаж-акустика» необходимо установление связи интервального времени, пористости и литологии по керну в условиях, моделирующих пластовые. При отсутствии или низком качестве данных плотностного каротажа способ определения литологического состава по комплексу «нейтронный каротаж-акустика» является практически единственной альтернативой определения пористости с учетом литологического состава.

Палетки для определения пористости и литологического состава для применяемой на месторождении аппаратуры приведены на рисунке 2.4. Как и в случае использования палеток ГГКп- $W_{нк}$ производилась коррекция пористости, определенной по палетке ($K_{п_пал}$), за глинистость.

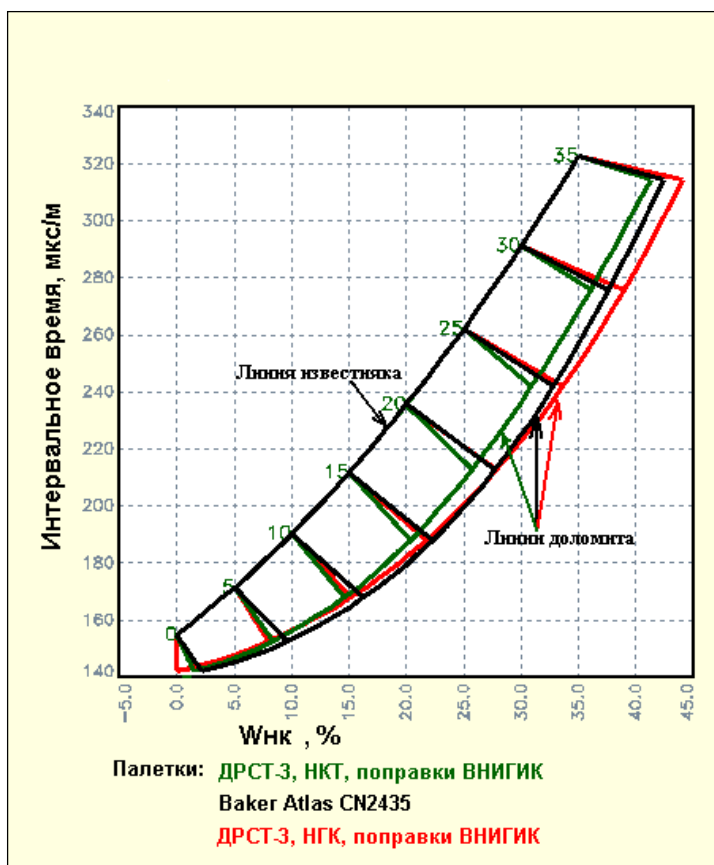


Рисунок 2.4 Палетки, уточненные по данным керна, для определения пористости и литологического состава коллекторов сирочайской свиты D_{3sg} по комплексу акустического и нейтронного каротажа.

2.1.5.3. Сопоставление результатов определения пористости по данным различных методов

На планшетах с геолого-геофизическими характеристиками приведены кривые пористости, рассчитанные по палеткам ГГКп- $W_{нк}$ и АК- $W_{нк}$ в поточечном режиме. Как видно значения пористости, определённые разными методами неплохо коррелируются между собой и сопоставимы по абсолютным значениям (гр. Прилож. 1).

Компонентный состав коллекторов определялся для всех скважин по комплексным палеткам АК- $W_{нк}$.

2.1.5.4. Определение кавернозной пористости

Рядом исследователей отмечается, что при определении пористости по уравнению среднего времени в кавернозных породах пористость занижается.

Это связано с условиями распространения продольных волн, которые огибают редко расположенные каверны. Предположение о том, что по данным АК в карбонатных породах с помощью уравнения среднего времени определяется пористость без учета кавернозной составляющей, дает нам основание для определения кавернозной пористости.

При интерпретации данных ГИС кавернозная составляющая пористости определялась, как разница между исправленной, за влияние глинистости, пористостью $K_{п}^{ГК} = K_{п_пал} - C_{гл} \times W_{гл}$ и пористостью $K_{п}^{АК}$, рассчитанной по уравнению

$$K_{п}^{АК} = (DT - DT_{ск} - (DT_{гл} - DT_{ск}) \times K_{гл}) / (DT_{ж} - DT_{ск}),$$

где $DT_{гл}$ - интервальное время в глинах, принятое равным 310 мкс/м;

$DT_{ж}$ - интервальное время жидкости, насыщающей пласт, принятое равным 615 мкс/м.

Интервальное время скелета $DT_{ск}$ с учетом минерального состава рассчитывалось по формуле:

$$DT_{ск} = C_{дол} \times DT_{дол} + (1 - C_{дол}) \times DT_{кальц},$$

где $C_{дол}$ - процентное содержание доломита.

$DT_{кальц}$ - интервальное время для кальцита = 155 мкс/м;

$DT_{дол}$ - интервальное время для доломита = 142 мкс/м;

В дальнейшем значения $K_{п_кав}$ использовались для определения типа порового пространства.

2.1.6. Оценка нижних пределов коллекторских свойств пород. Выделение коллекторов. Определение типа коллекторов.

Обоснование граничного значения пористости по керну проведено статистическим способом (Рисунок 2.5). Построены кумулятивные кривые распределений пористости в пластовых условиях в коллекторах и неколлекторах для образцов порового, порово-кавернового и каверно-порового типа. В качестве критерия коллектора использовалось значение проницаемости 1 мД.

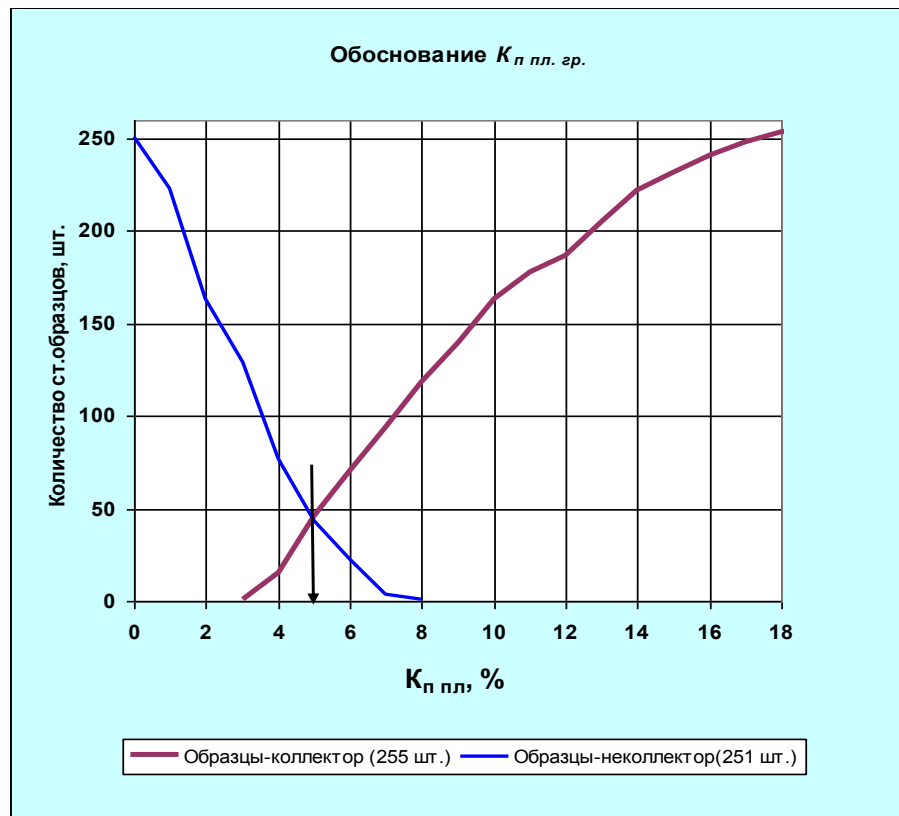


Рисунок 2.5. Обоснование $K_{п}^{ГР}$ по кумулятивным кривым распределений $K_{п}^{ПЛ}$ для коллекторов и неколлекторов

Исходя из анализа статистических распределений, граничное значение пористости в пластовых условиях $K_{п}^{ГР}$ было рекомендовано равным 5%. Кроме того, дополнительным условием для отнесения платов к неколлекторам являются значения $ГК$, превышающие 2.4 мкр/ч в пределах исследуемых пропластков.

Исходя из соотношения общей и кавернозной пористости, были получены критерии для выделения следующих типов коллекторов:

Таблица 2.1.

Критерии выделения типов коллекторов

№	Тип коллектора	$K_{п}, \%$	$K_{п}^{КАВ}/K_{п}$
1	Поровый коллектор	≥ 5	< 0.1
2	Каверно-поровый коллектор	≥ 5	≥ 0.1 и < 0.5
3	Порово-каверновый	≥ 5	≥ 0.5

При отсутствии в скважине зарегистрированных качественных данных АКШ выделяются только эти типы коллекторов. В скважинах где проводились исследования методом АКШ, выделяются также трещиноватые и трещино-каверновые типы коллекторов.

2.1.7. Определение коэффициентов нефтенасыщенности

K_n рекомендуется определять по методу баланса пористостей через уравнение $K_n = 1 - K_v$. Также были получены следующие петрофизические зависимости: $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$, представленные на рисунке 2.6. Эти связи были построены на основе имеющихся керновых данных.

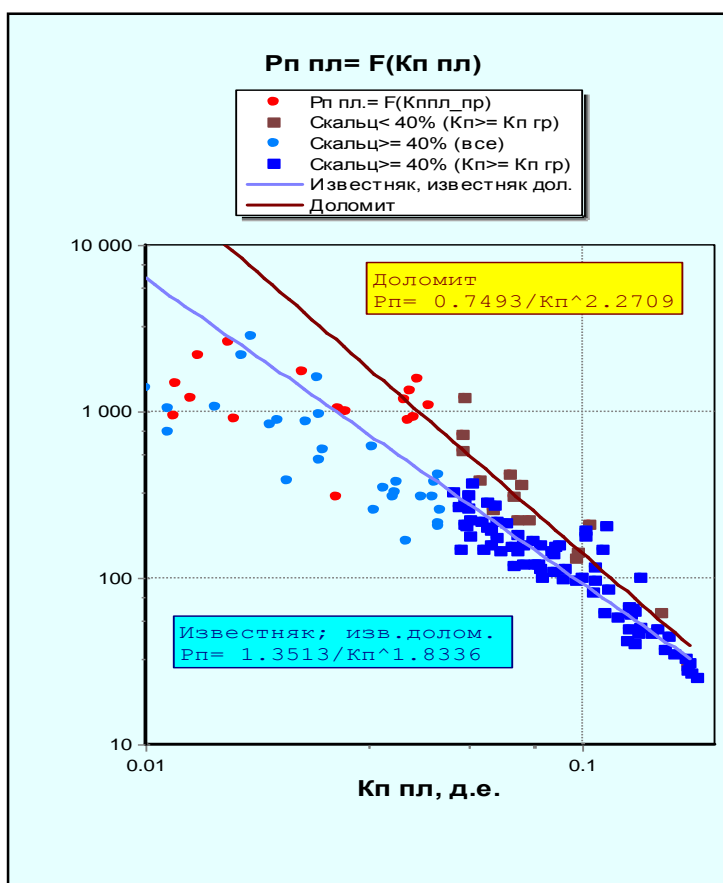


Рисунок 2.6. Зависимости $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$ для каверно-поровых и порово-кавернозных рифогенных отложений Печорской площади.

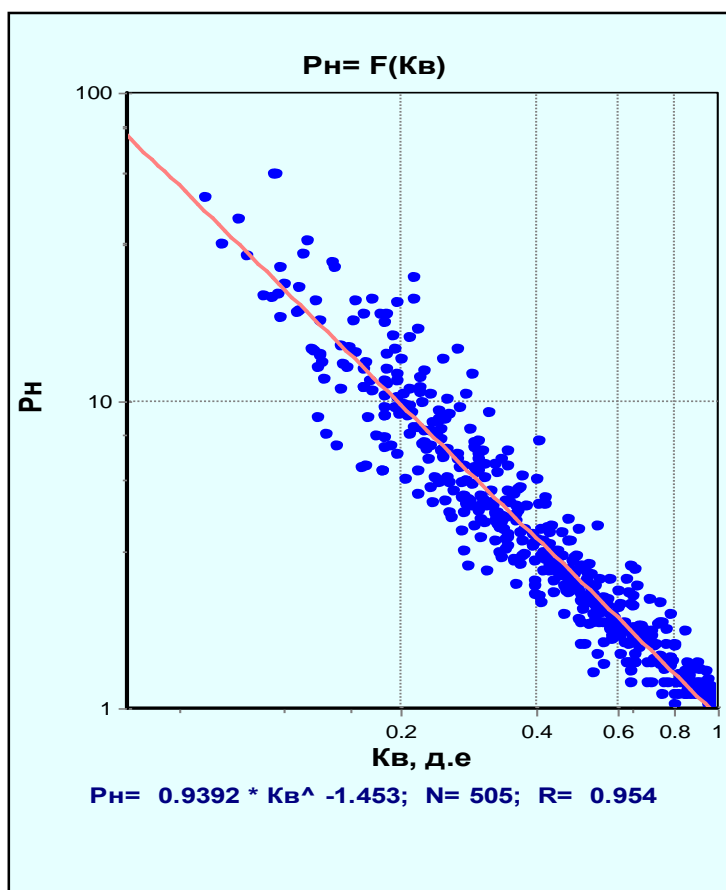


Рисунок 2.7 Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности.

В итоге, в качестве основного метода определения коэффициента нефтенасыщенности рекомендован метод баланса пористости с дифференцированными по величине $S_{КАЛЬЦ}$ зависимостями $P_n = f(K_n)$, где $S_{КАЛЬЦ}$ – концентрация известняка.

В методе баланса пористости коэффициент нефтенасыщенности определяется по формуле:

$$K_n = (K_p - K_p^{УЭС}) / K_p,$$

где $K_p^{УЭС}$ – пористость по данным бокового каротажа, рассчитанная с использованием соответствующих зависимостей $P_n = f(K_p)$. Для известняков (когда $S_{КАЛЬЦ} \geq 40\%$) – $P_n = 1.3513 / K_p^{1.8336}$, для доломитов (когда $S_{КАЛЬЦ} < 40\%$) – $P_n = 0.7493 / K_p^{2.2709}$ (см. рисунок 2.6).

Удельное электрическое сопротивление пластовой воды (ρ_v) с учетом её минерализации и температуры в интервале изучаемых отложений принято равным 0.022 Ом.

В качестве удельного электрического сопротивления при расчетах K_n по методу баланса пористостей использовалась кривая бокового каротажа, так как в высокоомном разрезе этот метод наиболее достоверен. Индукционный каротаж имеет значительные погрешности определения УЭС при сопротивлениях отложений выше 100 Ом.

2.1.8. Оценка характера насыщения

Для данного месторождения не удалось получить уверенных критериев для разделения коллекторов по характеру насыщения на продуктивные и водонасыщенные. На рисунке 2.8 приведено сопоставления ρ_{BK} с K_p^{GIS} для коллекторов в испытанных интервалах. Как видно, разделение нефтенасыщенных и водонасыщенных пород по УЭС крайне затруднительно из-за большой зоны неоднозначности. Аналогичные результаты получаются при попытке разделения коллекторов по характеру насыщения на основе $K_v - K_p^{GIS}$ - рисунок 2.9.

Для разделения коллекторов по характеру насыщения рекомендуется использовать информацию о положении ВНК в пределах залежей, обоснованную по данным испытаний и добычи. Также рекомендуется при определении характера насыщения применять метод нормализации кривой БК в единицах пористости. С последующим сравнением её с пористостью, определённой по нейтронному методу. На рисунке 2.10 представлении пример такой нормировки по одной из скважин.



Рисунок 2.8 Сопоставление ρ_{BK} - K_p^{GIS} для испытанных интервалов.



Рисунок 2.9 Сопоставления K_v^{GIS} по методу баланса пористостей с пористостью K_p^{GIS} для испытанных интервалов.

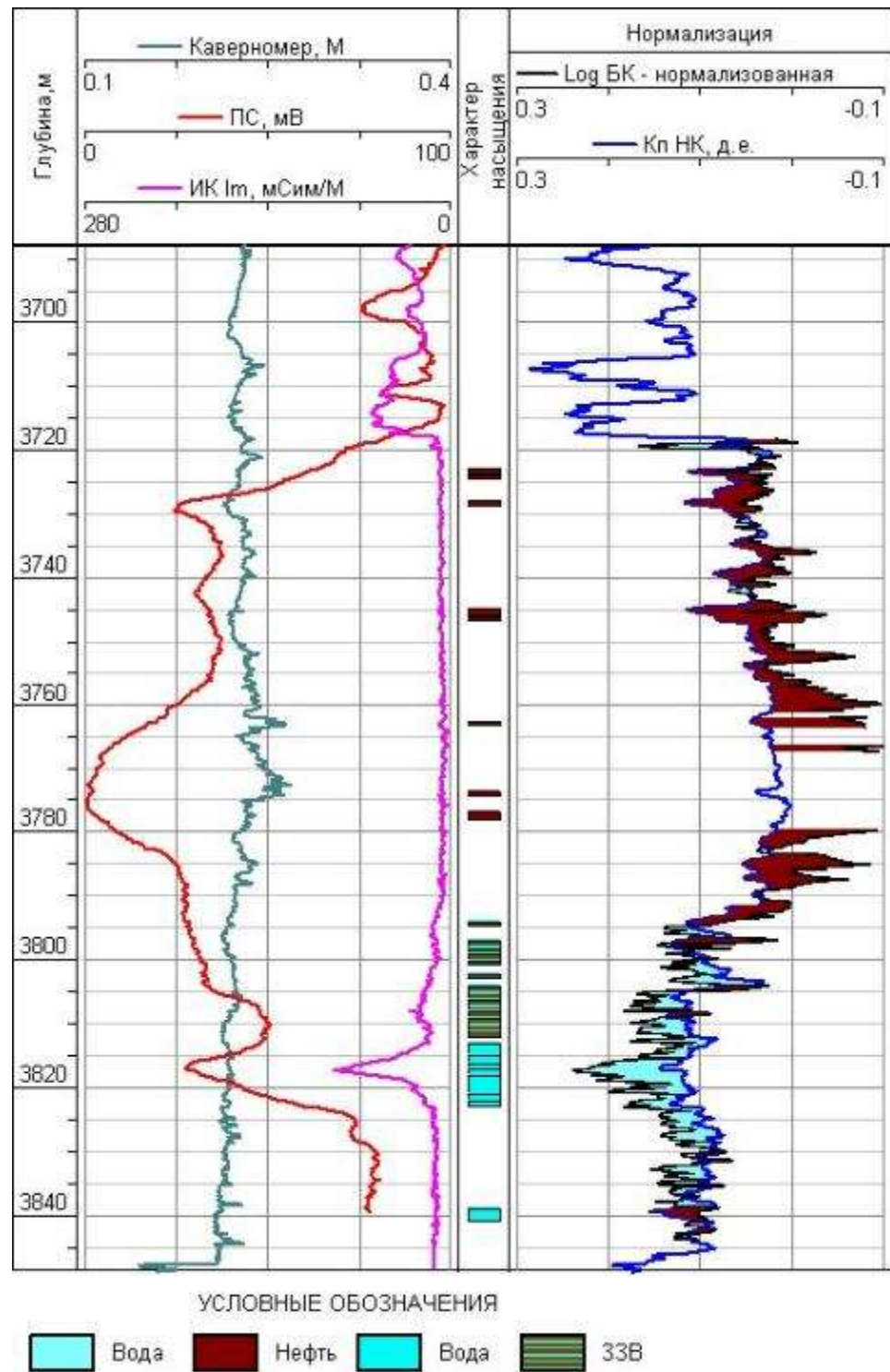


Рисунок. 2.10 Пример определения характера насыщения на качественном уровне по сравнению нормализованной кривой БК с КпНК. Скважина 2012.

2.1.9. Определение коэффициента проницаемости

Сопоставление пористости и проницаемости характеризуется достаточно большим разбросом точек относительно линии регрессии. Попытка

классификации по литотипам и по минеральному составу не привела к выявлению влияния литотипов и минерального состава скелета на связь пористости и проницаемости.

Для порово-каверновых и кавернозно-поровых разностей, согласно предложенной классификации, была установлена следующая связь между пористостью в пластовых условиях (K_p) и проницаемостью ($K_{пр}$), представленная на графике зависимости $K_{пр}=f(K_p)$, изображённом на рисунке 2.9. Уравнение связи между коррелируемыми параметрами $K_{пр}$ и K_p имеет вид:

$$\text{Log}(K_{пр}) = -0.002783 \times K_p^2 + 0.25326 \times K_p - 1.18151,$$

где значения K_p – в %-ах.

Данная зависимость была рекомендована к практическому использованию для оценки проницаемости при выполнении интерпретации в коллекторах пласта D_{3src} , Печорского месторождения.

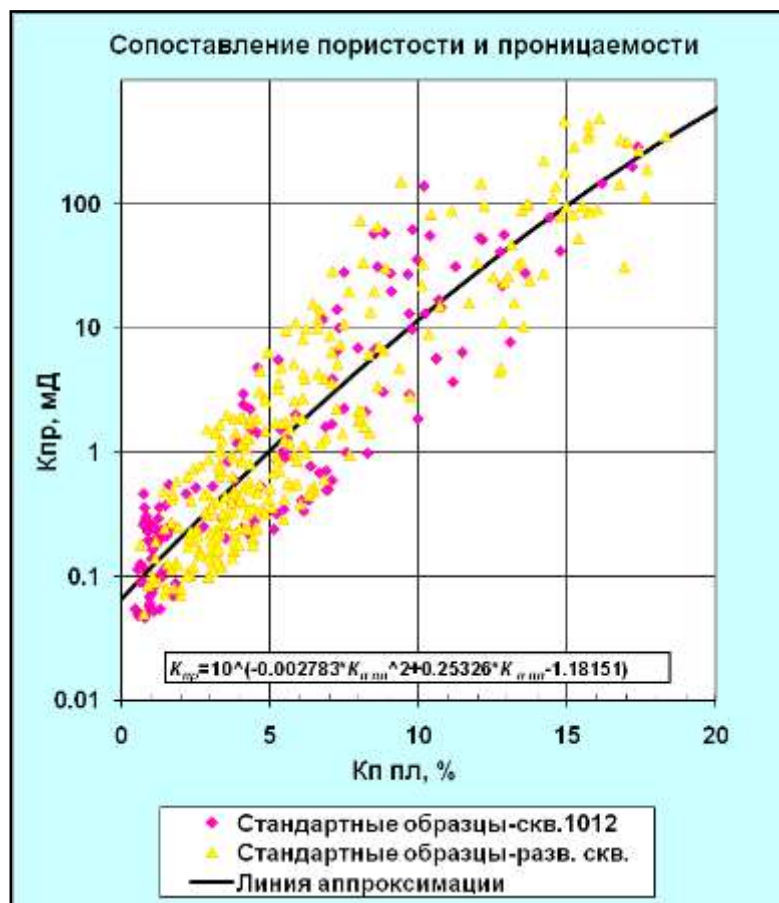


Рисунок 2.11 Сопоставление $K_{пр}$ с K_p в интервале рифа для каверно-поровых и порово-каверновых стандартных образцов керна (419 образцов).

2.1.10. Анализ результатов интерпретации и сопоставление с данными работ предыдущих лет

Эффективные толщины коллекторов в пределах сирачойской свиты выделены в 28 скважинах, продуктивные интервалы – в 25 скважинах. На рисунке 2.12 приведены распределения выделенных эффективных толщин и эффективных нефтенасыщенных толщин по пласту D₃. Графики распределения дают представление об изменчивости эффективных толщин по месторождению.

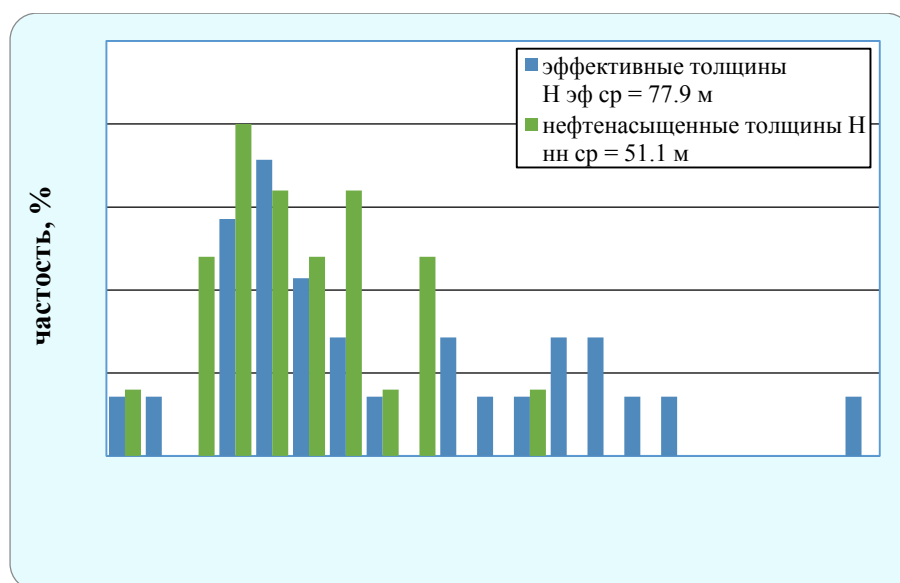


Рис. 2.12 Графики распределения эффективных толщин по пласту D₃

Эффективная толщина коллектора по скважинам изменяется в пределах 8.1м -205.3 м, а эффективная нефтенасыщенная толщина - в пределах 8.5-116.8 м. Средняя толщина коллектора равна 77.9 м, нефтенасыщенная – 51.1м.

На рисунке 2.13 представлены графики распределения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности. Для сравнения, там же, нанесены графики распределений по результатам обработки ГИС прошлых лет. На рисунке 2.14 представлено сопоставление коэффициентов K_п и K_в, полученных по данным ГИС для нефтенасыщенных пропластков. Там же нанесены керновые данные и кривая зависимости $K_{60} = F(K_n)$.

Подсчетные параметры по скважинам (толщины, пористость и нефтенасыщенность) представлены в таблице 2.2. Значения коэффициентов K_п и

K_n даны средневзвешенными по абсолютным мощностям. Сопоставление этих параметров (где K_n заменен на K_v) на рисунке 4.14.

В целом, по месторождению, по данным обработки ГИС подсчетные параметры по текущему и предыдущему отчетам представлены в таблице 2.2

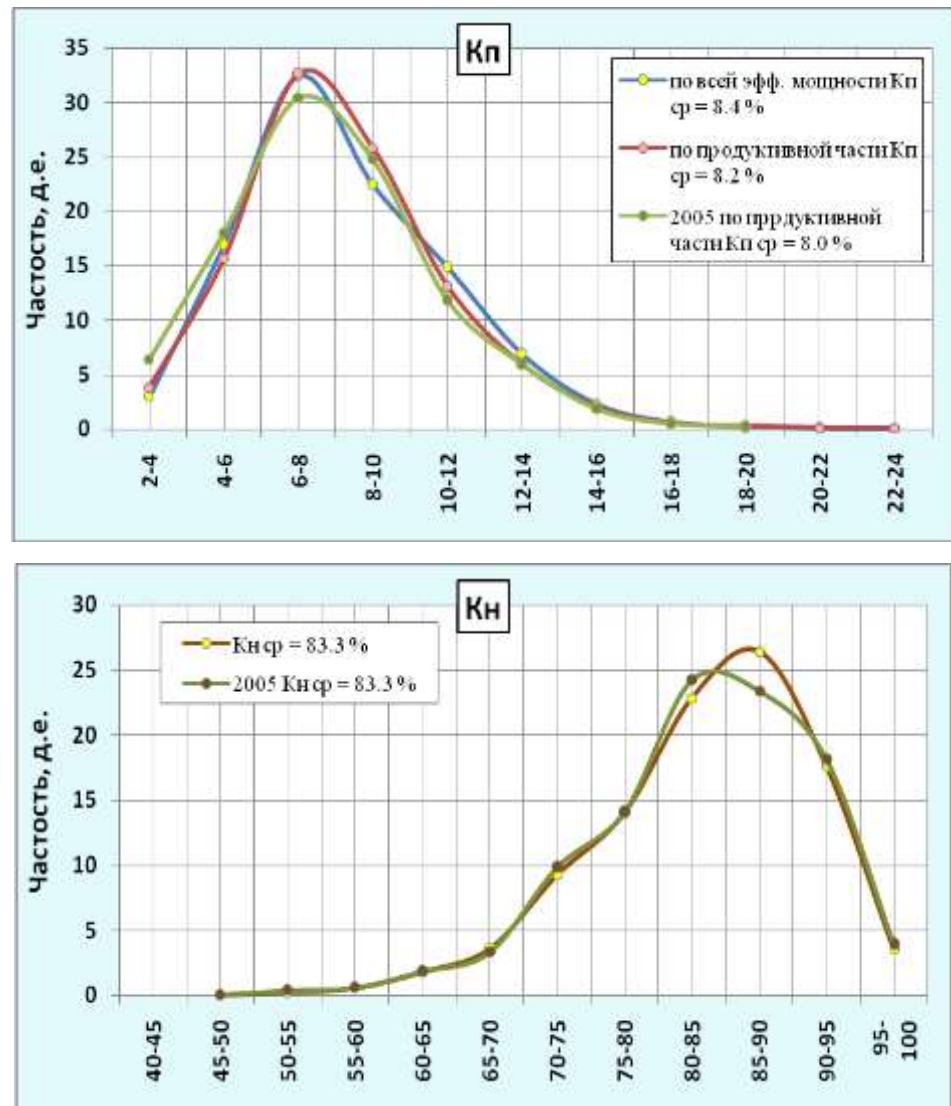


Рис. 2.13 Графики распределений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности по результатам ГИС

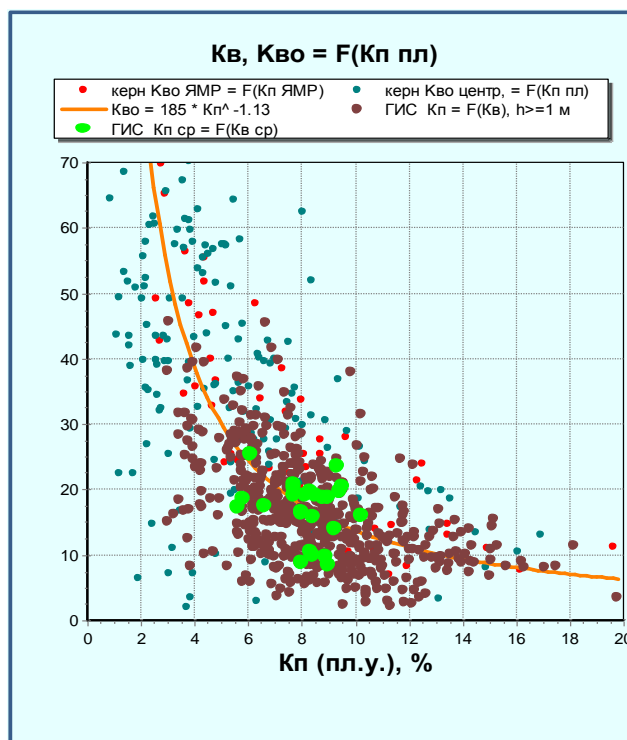


Рис. 2.14 Сопоставление значений пористости и водонасыщенности, определенных по керну и данным ГИС

Таблица 2.2

Подсчетные параметры по результатам ГИС

Общая эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Кп срвзв (общ), %	Кп срвзв (нн), %	Кн срвзв, %
156.0	81.7	9.1	8.3	80.2
205.3	41.1	10.1	7.7	79.2
120.1	82.8	10.8	10.2	83.9
8.1	0.0	7.9		
132.8	0.0	7.6		
117.5	79.2	9.5	9.2	86.0
50.6	22.0	8.5	7.7	79.8
16.8	0.0	8.3		
47.8	34.2	8.5	8.4	84.2
33.9	25.8	8.6	9.3	76.4
60.8	20.4	8.7	9.5	79.6
41.0	41.0	9.4	9.4	80.2
47.0	35.2	8.9	8.9	90.3
34.2	34.2	8.8	8.8	81.3
140.5	116.8	8.1	8.3	89.5
35.3	35.3	9.0	9.0	91.5
42.1	30.4	7.0	8.0	91.2
109.6	53.5	5.7	5.8	81.4
47.2	47.2	5.6	5.6	82.6
57.5	57.5	8.5	8.5	80.8
97.6	42.4	7.7	8.1	80.9
62.2	62.2	8.0	8.0	83.6
70.9	62.7	8.8	9.0	81.2
96.6	60.4	7.8	8.0	83.4
124.5	63.3	6.6	6.1	74.6
138.6	82.1	7.7	7.7	80.9
30.2	8.5	7.0	6.6	82.5
57.1	57.1	8.4	8.4	90.0

Среднее значение коэффициента пористости по ГИС, полученное в текущем отчете хорошо согласуется со средним значением пористости в пластовых условиях по стандартным образцам керна (рис.2.15).

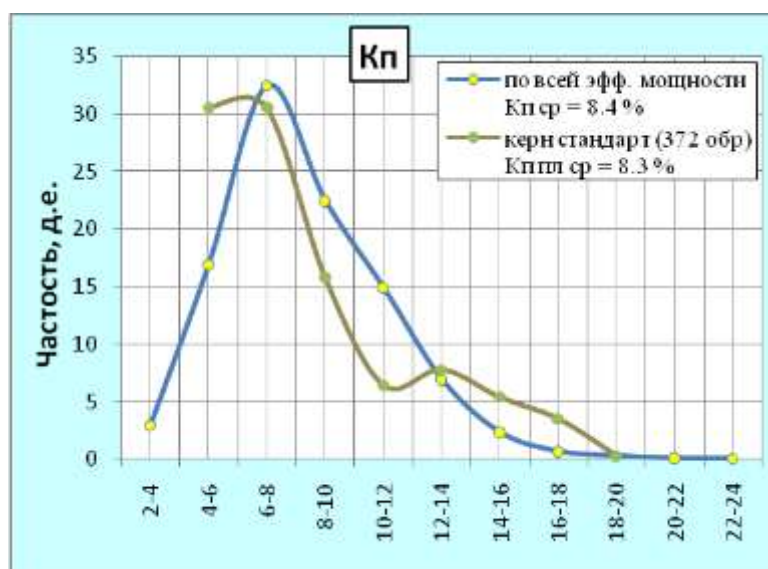


Рис. 2.15 Графики распределений коэффициентов пористости по ГИС и по керну в термобарических условиях

2.2. Юрубчено-Тохомское месторождение

2.2.1. Геофизические исследования скважин, объем и качество материалов ГИС

В пределах Юрубчено-Тохомского месторождения межсолевые отложения кембрия вскрывались долотами диаметром 269,9 мм на насыщенных рассолах плотностью от 1,2 до 1,25 г/см³. Эти отложения перекрываются промежуточной колонной диаметром 219 мм.

Вскрытие перспективных отложений венда и рифея осуществлялось долотами диаметром 190,5 и 187,5 мм на пресной промывочной жидкости (ПЖ) удельным сопротивлением (R_c) от 0,1 до 1,0 Омм, плотностью от 1,03 до 1,08 г/см³. Во многих скважинах, вскрывших рифей, наблюдались поглощения промывочной жидкости, поэтому в ее состав вводили добавки (опилки, сломель, глина, асбест) способствующие скорейшей кольматации поглощающих интервалов.

В скважинах Юр-12, 16, 89, 1046, 5в, использовалась промывочная жидкость на нефтяной основе, что не позволило провести в этих скважинах электрические методы каротажа (БКЗ, БК, БМК). Степень выполнения методов СГИС представлена в таблице 2.3.

Используемые на месторождении промывочные жидкости не образуют заметных на кавернограмме корочек в интервалах коллекторов, поэтому прямые признаки коллекторов по кривым кавернометрии отсутствуют. Для выделения коллекторов в ряде скважин проведены повторные замеры БКЗ, БК, БМК после смены промывочной жидкости на более минерализованную (R_c от 0,03 до 0,05 Омм).

Ствол скважин в интервалах солей и аргиллитов, как правило, кавернозный. В скважинах, пробуренных в 2002-2003 годах, параметры раствора позволяют избежать кавернообразования в солях. В интервалах карбонатных пород ствол скважин чаще всего незначительно отличается от номинального,

однако, по данным профилометрии в ряде скважин в перспективных интервалах разреза отмечаются желоба.

Пластовая температура по результатам замера термоградиента в скважине Юрубченская-65 на уровне ГНК –2023 м составляет 27°С. Минерализация пластовых вод нефтегазоносных отложений рифея –240-260 г/л. Удельное сопротивление пластовых вод такой минерализации при 20°С составляет 0,04 Омм.

Таблица 2.3.

Степень выполнения комплекса ГИС

Метод	% выполнения	Основные причины невыполнения
ГК	100	
НГК	98,7	Осыпание аргиллитов
ДС	100	
БКЗ	97,4	Непроводящая ПЖ
БК-3	94,6	Осложнение ствола скважины, непроводящая ПЖ
БМК	94,6	Осложнение ствола скважины, непроводящая ПЖ
ИК	28,0	Отсутствие аппаратуры
БКС-2	73,3	Неисправность аппаратуры
АК (Δt)	93,3	Осложнение ствола скважины
АК (А1, А2)	9,3	Отменены администрацией ГЭИС
ГГКП	52,0	Неисправность аппаратуры
МНК	78,7	Неисправность аппаратуры

В скважине Юр-12 не выполнены детальные исследования БКЗ, БК, БМК, т.к. в процессе борьбы с поглощениями скважина была заполнена непроводящей промывочной жидкостью.

В скважине Юр-17 из-за осложнения ствола скважины отменены все методы ГИС в интервале 2335-2500 м., а в интервале 1945-2335 м не выполнены методы АК, НГК, ГГК-П, БМК.

В скважине Юр-67 из-за осложнения ствола скважины не выполнены методы НГК, МНК, и ГГК-П в интервале 2084-2392 м.

Комплекс детальных исследований (масштаб 1:200) в скважинах Юрубчено-Тохомского месторождения был разработан в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах».

Виды ГИС, используемой скважинной аппаратуры, типы и размеры зондовых установок приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4.

Виды ГИС, аппаратуры, типы и размеры зондов

Метод	Аппаратура	Тип зонда	Размер зонда, м	Масштаб	Скорость записи, м/ч
ГК	ДРСТ-3-90,СРК			1:200	200
НГК	ДРСТ-3-90,СРК	НГК	0,6	1:500	400
МНК	К-7,МНК	ННК-Т большой	0,57		
		ННК-Т малый	0,41		
	СРК	ННК-Т большой	0,57		
		ННК-Т малый	0,41		
ГГКП	РГП-2, СГДТ	ГГК большой	0,4	1:200	200
		ГГК малый	0,28	1:500	200
	СГП-АГАТ	ГГК большой	0,4		
		ГГК малый	0,28		
ДС	СКП-1, СКПД-3			1:500	1500
Инклинометрия	КИТ- А			на точке	
Термометрия	ТР-7, Т-5,ПЛТ-9			1:200	600
				1:500	1200
Акустический	СПАК-6, АКШ, АКВ			1:500	1000
САТ	САТ-1			1:200	260
				1:500	130 (200)
БК	ЭК-1, Э-1	3 ^х электродный БК		1:500	2500
Разноглубинный БК	БК, БКС-2	БКС- большой БКС- малый		1:500	800
ИК	АИК-4	8И1,4		1:200	1500
				1:500	1800
БМК	МБК-У, МК-М			1:500	800
БКЗ	ЭК-1, Э-1	А0,4М0,1N	0,45	1:500	2500
		А1,0М0,1N	1,05		
		А2,0М0,5N	2,25		
		А4,0М0,5N	4,25		
		А8,0М1,0N	8,50		

В ряде скважин выполнена расширенная регистрация акустического каротажа (каротаж по затуханию и запись динамических параметров), теория использования параметров разрабатывалась в Наро-Фоминском отделении ВНИИГИС.

В скважинах Юр-14, Юр-24, Юр-25, Юр-29, Юр-32, Юр-100, Юр-55 проводилось фотографирование ствола скважины аппаратурой САТ (скважинный акустический телевизор).

В скважинах Юр-53, Юр-69, Юр-89 ОАО «Сибнефтегеофизика» выполнялось многоволновое частотное акустическое зондирование аппаратурой АКШ и АКШ-1.

В семнадцати скважинах проведен гидродинамический каротаж.

В ряде скважин выполнены исследования аппаратурой СПАК-6, модернизированной по типу АКШ.

В скважинах Юр-72, Юр-77, Юр-78, Юр-113, Юр-91 выполнены исследования наклономером НИД-2, разработка НПП СТ “Геофизик“ г. Пятигорска.

Компания Schlumberger выполнила регистрацию прибором FMS в интервалах открытого ствола ранее пробуренных скважин Юр-1061, Юр-5, Юр-5б, Юр-5в.

В скважине Юр-89 проведены опытные работы индукционным пластовым наклономером (ИПН).

Фирмой ЗАО «СЛСи-РУС» в скважине Юр-113 были проведены исследования ИК, АК, акустического сканера, электрического сканирования по методике фирмы Schlumberger .

ООО «Татнефтегеофизика» проведены исследования в скважине Юр-113 волнового акустического каротажа (ВАК8), ЯМК, литоплотностного каротажа, ГКС.

2.2.2. Эффективность проведенных ГИС

Метод гамма-каротажа (ГК) используется для литологического расчленения изучаемого разреза и определения глинистости пород. В большинстве случаев позволяет определить содержание глины в породе. Однако в тех случаях, когда увеличение радиоактивности связано с повышенным содержанием органического, ГК не позволяет отделить его от влияния глинистых пород пласты, не он позволяет определить и тип глинистых минералов. Решает эти проблемы СГК, проведенный только в скважинах, пробуренных в 2003 году - Юр-78, 91, 113 и скважинах соседнего участка Тр-2, 9,10.

Задача определения общей пористости и компонентного состава пород решается достаточно уверенно. Для определения пористости и литологического состава пород применяются методы нейтронного гамма-каротажа (НГК),

многозондового нейтронного каротажа (МНК), плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКП) и акустического каротажа по скорости продольных волн (Dt). Такой набор методов определения пористости, избыточный при изучении большинства других нефтегазоносных резервуаров, обусловлен трехкомпонентным минеральным составом пород рифея (доломит, кварц, глина), трехкомпонентным составом пористого пространства коллекторов рифея (трещины, каверны, поры матрицы), а также необходимостью иметь два независимых метода определения общей пористости коллекторов.

МНК выполнен на ЮТЗ в большинстве скважин, но эталонировочные данные на диаграммах, к сожалению, чаще всего, отсутствуют. Поэтому данные могут быть использованы лишь ориентировочно.

Геологические условия месторождения резко ограничивают комплекс методов ГИС для определения удельного сопротивления пород. Низкая пористость рифейских коллекторов обуславливает их высокое сопротивление. Наиболее вероятное значение показаний БК по рифейским доломитам, исправленное за влияние скважины, составляет 400 Омм. Встречаются участки плотных, нетрещиноватых пород, общая пористость которых не превышает 0,35%. Показания БК в таких породах составляют не менее 3200 Омм. Пород с более высокими сопротивлениями при лабораторных исследованиях не отмечено. Если в пласте насыщены УВ и субкапиллярные пустоты (что возможно), сопротивление пород может достигать и 10000-15000 Омм.

Удельное сопротивление промывочной жидкости (ρ_c), за редким исключением, менее 1,0 Омм. Отношение удельного сопротивления пласта (ρ_p) к ρ_c почти всегда превышает 500. Использование в комплексе ГИС методов БКЗ, ИК и диэлектрического каротажа практически не оправдывает себя. Зонды БКЗ длиной 0,45, 1,05 и 2,25 метров практически не реагируют на изменение удельного сопротивления пород рифея, а использование зондов длиной 4,25 и 8,5 метров ограничено толщиной слоев.

Для определения электрического сопротивления пластов и изучения их радиальной электрической неоднородности применялись методы бокового

каротажа (БК-3), разноглубинного бокового каротажа (аппаратура БКС-2), бокового микрокаротажа (БМК) и реже бокового каротажного зондирования (БКЗ) и индукционного каротажа (ИК).

В двадцати скважинах проведены повторные замеры БК как без изменения минерализации промывочной жидкости, так и со сменой ее на более минерализованную, только в пяти из них замеры признаны качественными [1].

Различия кривых, зарегистрированных до и после смены промывочной жидкости, в непроницаемой части разреза должны быть обусловлены погрешностью регистрации и изменением сопротивления скважины. Согласно теории БК, эти изменения не должны превышать 15-20%.

Повторные замеры БК показывают, что в разрезе рифея выделяются значительные по мощности интервалы, где есть признаки проникновения промывочной жидкости в пласт, т.е. промытая зона пластов-коллекторов меньше радиуса исследования зондов бокового каротажа. Тип выделяемого этими методами коллектора пока окончательно не ясен, скорее всего, это зоны развития коллектора в микротрещиноватых и микрокавернозных блоках породы.

На качественном уровне информацию о рифейских коллекторах дает скважинный акустический телевизор САТ. Количественная оценка емкости и проницаемости трещин и каверн по САТ не разработана.

Сложная структура пористого пространства коллекторов не позволяет применить традиционные методы оценки характера насыщения пластов по их удельному сопротивлению. Для оценки характера рифейских коллекторов, из применявшегося комплекса, пригоден только один способ - метод радиального градиента сопротивления. Этот метод реализуется с помощью разноглубинного бокового каротажа (аппаратура БКС-2)

В 2002-2003гг были произведены исследования с использованием электрических микросканеров – НИД-2 (ООО НПП ГТ «Геофизика») в скважинах Юр-72, 89, 77, 113 и FMS (Schlumberger) в скважинах Юр-1061, 71, 5, 5б, 5в.

Применяемые методы пластовой наклонометрии как зарубежные, так и отечественные, основаны на регистрации нескольких идентичных кривых электрического сопротивления пород по различным образующим скважины, получаемых соответственно несколькими скользящими электроконтактами, прижимаемыми к стенкам скважины. Элементы залегания пластов и трещин определяют по данным этих наклономеров путём геометрического сравнения смещения по глубине пиков аномалий кривых электросопротивления пород на дискретной горизонтальной развёртке стенки скважины и последующего вычисления тангенса угла их наклона.

Измерения микросканерами проводятся в открытом стволе скважин и позволяют определять элементы залегания пластов и трещин. При этом определение параметров трещиноватости ещё не вполне отработано, особенно это касается крутых трещин. Данное обстоятельство обусловлено с одной стороны тем, что изучение трещиноватости пластовыми электрическими наклономерами стало интенсивно внедряться лишь в последнее десятилетие, при общей более чем шестидесятилетней истории развития данного метода. С другой стороны, существуют объективные трудности, связанные преимущественно с конструктивными особенностями зондов и методикой записи (четырёх и шести рычажные медленно вращающиеся зонды). Тем не менее, данные методы, в комплексе с САТ и при использовании данных исследования полноразмерного керна, позволяют получать хорошие результаты качественного и количественного изучения трещиноватости.

В скважине Юр-89 выполнена индукционная пластовая наклонометрия (ИПН), разработанная во ВНИИГИСе для исследования угольных скважин (наклономер НИУС-1), а в настоящее время модернизируемая ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис", (г. Октябрьский) для нефтегазовых скважин в модификации НИП-1.

В скважинах Юр-69,89 проведено многоволновое частотное акустическое зондирование (АКШ). Для измерений была использована скважинная

аппаратура АКШ-1, модернизованная для реализации возможности выполнения измерений длинными акустическими зондами.

Дополнительно использовалась аппаратура СПАК-6 (зонды 1,2 и 1,6м). Исследования и предварительная интерпретация выполнены Сибирской ОМГЭИС ОАО «Сибнефтегеофизика».

Были выполнены измерения шестью зондами от 1,2 до 5,6 м на низких (12 и 16 кГц) и высоких (20-25 кГц) частотах. Все измерения выполнены по технологии регистрации полного акустического сигнала, т.е. с учетом возможности получения пакетов продольных (P), поперечных (S) и лэмбовских (L) волн.

2.2.3. Определение исходных параметров

Анализ выполненных на месторождении ГИС, полевых и лабораторных исследований керна, гидродинамических исследований позволяет в большинстве случаев на основе принятой модели коллектора установить критерии определения компонентного состава пород (в том числе оценки глинистости пород) и их емкостных характеристик, критерии выделения коллекторов.

Для обоснования комплексной интерпретационной модели определения общей пористости карбонатных пород необходимы следующие данные [Методические рекомендации..., 1990; Головацкая, Гулин, Еникеева и др., 1984]:

а) минералогическая плотность доломита ($\sigma_{\text{дол}}$), кварца ($\sigma_{\text{кв}}$), жидкости, заполняющей пористое пространство ($\rho_{\text{ж}}$), г/см³;

б) интервальное время пробега акустического сигнала по скелету доломита ($\Delta t_{\text{дол}}$), кварца ($\Delta t_{\text{кв}}$), жидкости ($\Delta t_{\text{ж}}$), мкс/м.;

в) модель учета глинистости.

Петрофизические константы, полученные на основании обработки лабораторных исследований керна приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Данные для интерпретационной модели определения общей пористости коллекторов рифея

Порода	$\Delta t_{ск}$, мкс/м	$\rho_{ск}$, г/см ³	$\Delta t_{ж}$, мкс/м	$\rho_{ж}$, г/см ³
Доломит	140	2,86	600	1,06-1,10
Кварц	165	2,65	600	1,06-1,10

2.2.4. Определение двойного разностного параметра ГК ($\Delta J\gamma$)

двойной разностный параметр $\Delta J\gamma$, определялся по формуле:

$$\Delta J\gamma = (J\gamma_{\max} - J\gamma)/(J\gamma_{\max} - J\gamma_{\min}), \text{ где:}$$

$J\gamma$ - показания ГК в данной точке;

$J\gamma_{\max}$ - показания ГК в аргиллитах нижней части катангской свиты (чаще всего 15 мкр/час);

$J\gamma_{\min}$ - устанавливается в каждой скважине, в интервалах максимальных показаний НГК и БК.

2.2.5. Определение водородосодержания

Для определения водородосодержание пород (ω) по НГК и МНК используются стандартные зависимости между показаниями нейтронного каротажа в условных единицах и водородосодержанием известняка.

2.2.6. Определение глинистости

Получены близкие зависимости при использовании данных разных лабораторий и различных методик определения глинистости, описываемые уравнением:

$$C_{гл} = 58,5 \times \Delta J\gamma - 0,07$$

Далее определяется объемная глинистость по формуле:

$$K_{гл} = C_{гл} \times (1 - K_{п})$$

Надежность определения глинистости несомненно будет повышена при использовании зависимости содержания радиоактивных элементов по гамма-спектрометрии (калия и тория) от глинистости, в случае применения СГК.

Без гамма-спектрометрии только по керну (если керн отбирался в исследуемом интервале) можно отличить глинистые прослои от пород с повышенными показаниями ГК за счет органического вещества. Например, в скважине Юрубченская-14 на глубине 2444-2446м предварительно по ГК был выделен глинистый прослой. По образцам керна, отобранным из него сверлящим керноотборником на кабеле, установлено, что это проницаемый пористый песчаник с высоким содержанием битуминозного вещества.

2.2.7. Определение подсчетных параметров рифейских коллекторов

Сложный минеральный состав и сложная структура пористого пространства рифейских коллекторов требуют использования для определения компонентного состава пород и их емкостных характеристик комплекса нескольких методов ГИС.

2.2.7.1. Оценка пористости

Определение общей пористости ($K_{поб}$) и компонентного состава рифейских коллекторов осуществляется решением системы линейных уравнений в соответствии с установленной литологической моделью скелета (доломит, кварц, глина). Основой интерпретации являются петрофизические зависимости и константы, полученные при лабораторных исследованиях керна (таблица 2.5).

В скважинах, где выполнен полный комплекс ГИС, $K_{поб}$ определяется двумя независимыми способами:

- по комплексу методов НГК, ГГКП, ГК;
- по комплексу методов МНК, ГГКП, ГК.

По данным ГГКП определяется плотность пород (σ). Оценивается соответствие значений ω , σ и Δt петрофизическим данным. При необходимости осуществляется коррекция исходных данных ГИС.

Решается система линейных уравнений относительно общей пористости ($K_{п об}$), объемного содержания доломита ($V_{дол}$), кварца ($V_{квц}$) и глины ($V_{гл}$) в породе:

$$\omega = \Delta K_{\text{пнк}_{\text{дол}}} \times V_{\text{дол}} + \Delta K_{\text{пнк}_{\text{квц}}} \times V_{\text{квц}} + \Delta K_{\text{пнк}_{\text{гл}}} \times V_{\text{гл}} + K_{\text{п}};$$

$$\sigma = 2,86 \times V_{\text{дол}} + 2,65 \times V_{\text{квц}} + (2,4 \div 2,7) \times V_{\text{гл}} + \rho_{\text{ж}} \times K_{\text{п}};$$

$$1 = V_{\text{дол}} + V_{\text{квц}} + V_{\text{гл}} + K_{\text{п}},$$

где,

$V_{\text{дол}}$, $V_{\text{квц}}$, $V_{\text{гл}}$ - объемное содержание доломита, кварца и глины в породе;

σ – объемная плотность породы;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность промывочной жидкости.

$\Delta K_{\text{пнк}_{\text{дол}}}$, $\Delta K_{\text{пнк}_{\text{квц}}}$ и $\Delta K_{\text{пнк}_{\text{гл}}}$ - поправки за влияние доломитизации, окремнения и глинистости соответственно, на показания нейтронных методов каротажа по данным петрофизических исследований керна и данным ВНИИГИК.

В ряде скважин, где выполнен неполный комплекс ГИС, $K_{\text{поб}}$ определяется одним из вышеуказанных способов или по комплексу методов НГК, АК(Dt), ГК.м

Полученные данные представлены в таблице 2.6, из них следует, что поправка за доломитизацию составит – 2%. Поправка за кварц (кремний) составляет по литературе 4%, что также подтверждается данными ГИС в скважине Юр-30.

Таблица 2.6.

Определение поправок за влияние доломитизации и окремнения на показания НГК по скважине Юрубченская-30

Интервал	Порода	Керн					НГК W _{изв} , %	Кпоб керн – W* изв, %
		Кол-во образцов	Кп откр, %	Кп об, %	Карбонатность, %	Плотность, г/см ³		
2865,1-2896	известняк	11	0,72	1,35	80,6	2,74	1,85	-0,5
2328-2340	доломит	17	0,61	1,9	90,5	2,88	4,3	-2,4
2720-2738	доломит	11	0,36	1,15	84,6	2,86	3,38	-2,23
3105-3110	песчаник	2	2,15	2,28	0	2,63	-1,6	3,9

Определение общей пористости и компонентного состава рифейских коллекторов по МНК (аппаратура СРК) основано на использовании

экспериментальных и теоретических зависимостей показаний зондов МНК от определяемых параметров пород [Дегтярев, 1987].

Если в скважине не выполнены методы ГГКП и МНК (аппаратурой СРК), то для определения K_p используется комплекс методов НГК, АК(Δt).

Решается система уравнений:

$$\omega = \Delta K_{пнк_{дол}} \cdot V_{дол} + \Delta K_{пнк_{квц}} \cdot V_{квц} + K_p$$

$$\Delta t = 140 \cdot V_{дол} + 165 \cdot V_{квц} + (2,4/2,7) \cdot V_{гл} + \rho_{ж} \cdot K_p \cdot 600 \cdot K_p$$

$$1 = V_{дол} + V_{квц} + K_p$$

При определении общей пористости по комплексу методов НГК, АК(Δt) происходит занижение этого параметра, поскольку в сложных карбонатных коллекторах по интервальному времени пробега продольной акустической волны (Δt) в общем случае находится пористость, близкая блоковой ($K_{p_{бл}}$) без учета каверн.

Критериями достоверности определения $K_{p_{об}}$ приняты:

совпадение кривых распределения общей пористости по керну и по 25-50% значений общей пористости по ГИС для наиболее плотной части разреза; незначимые (до 15-20% относительных) различия средних значений $K_{p_{об}}$, определенных по данным комплексов НГК-ГГКП-ГК и МНК-ГГКП-ГК;

совпадение пористости по ГИС и керну для 15-20 пластопересечений, где вынос керна составляет 80-100% и количество исследованных образцов не менее 3 на 1 м.

При среднем выносе керна в 50% (при этом исследуется в силу технических причин наименее трещиноватая часть вынесенного керна) именно наименее трещиноватая часть разреза оказывается охарактеризованной исследованиями.

Оценка составляющих общей пористости сводится к определению блоковой, каверновой и макротрещинной пористостей. Разделить последние две, представляющие собой так называемую межблоковую пористость, практически невозможно. Можно лишь говорить о том, в какой части разреза преобладает каверновая, в какой макротрещинная составляющие межблоковой пористости.

Критериями достоверности определения Кпоб приняты:

- совпадение кривых распределения общей пористости по керну и по 25-50% значений общей пористости по ГИС для наиболее плотной части разреза;
- незначимые (до 15-20% относительных) различия средних значений Кпоб, определенных по данным комплексов НГК-ГГКП-ГК и МНК-ГГКП-ГК;
- совпадение пустотности по ГИС и керну для 15-20 пластопересечений, где вынос керна составляет 80-100% и количество исследованных образцов не менее 3 на 1 м.

В таблице 2.7 приведены результаты определения Кпоб по данным комплексов НГК-ГГКП-ГК и МНК-ГГКП-ГК в нефтенасыщенной части разреза.

Анализ выделения коллекторов по качественным признакам в сочетании с определениями общей пористости по комплексу ГИС показал, что в разрезе рифея выделяются несколько групп пород:

- плотные, нетрещиноватые или слаботрещиноватые доломиты;
- глинистые доломиты;
- каверново-трещинные коллекторы, характеризующиеся существенным расхождением кривых микроэкранированного и экранированного зондов или разновременных БК;
- трещинные коллекторы с глубокими зонами проникновения, характеризующиеся низкими сопротивлениями и незначительным расхождением кривых специальных методов.

Для того чтобы однозначно определить тип, выделяемых по временным замерам БК коллекторов, необходимо проведение в одной скважине таких замеров и отбора керна специальным керноотборником.

Сопоставление данных определения общей пустотности разными комплексами ГИС по рифейским отложениям

Скважина	Нефтенасыщенный интервал		Эффективная толщина	Кпоб	
	Кровля	Подошва		НГК-ГГКП-ГК	МНК-ГГКП-ГК
7	2470.3	2496	25.7	0.036	0.029
10	2250	2297.21	47.21	0.046	0.024
12	2517.9	2566.9	49	0.036	0.019
14	2423.5	2472.5	47	0.029	0.027
15	2367.2	2416.2	49	0.021	0.012
16	2293.5	2342.5	49	0.020	0.020
18	2371	2386.2	15.2	0.024	0.017
19	2343.8	2365.7	21.9	0.014	0.013
22	2326.8	2356	29.2	0.023	0.018
24	2443.6	2492.6	49	0.020	0.020
25	2307.6	2356.6	49	0.019	0.017
27	2310.2	2358.1	47.9	0.022	0.023
28	2463.3	2512.3	49	0.020	0.021
29	2260.7	2308.7	48	0.022	0.012
31	2302.4	2335	31.4	0.022	0.026
32	2370.6	2419.1	48.2	0.025	0.022
36	2473.4	2542.4	65.2	0.021	0.026
46	2388.8	2437.8	49	0.022	0.016
49	2531	2580	45.6	0.033	0.023
50	2322.9	2371.9	49	0.017	0.026
51	2419.1	2468.1	49	0.019	0.022
54	2285.9	2354.9	64.9	0.022	0.013
55	2381.6	2430.6	49	0.036	0.028
60	2256.5	2304.5	44.3	0.016	0.012
71	2336.1	2370	33.2	0.024	0.017

2.2.7. Оценка эффективных толщин

В коллекторах трещинного типа понятие эффективной толщины теряет смысл, принятый для поровых коллекторов.

Традиционно эффективную толщину каверново-трещинного коллектора определяют только в целом для всей залежи как интервал нефтеносности или газоносности от кровли залежи до ВНК или ГНК соответственно предполагая, что трещиноватость охватывает весь объем залежи. Однако, наличие по данным испытания скважин интервалов, где притоки не получены, а также интервалов

заведомо неколлекторов (аргиллиты, мергели), показывает, что в качестве эффективной толщины не может быть использована общая толщина продуктивных отложений рифея.

Для решения задачи выделения коллекторов использованы прямые качественные и косвенные количественные критерии.

Прямые качественные критерии признаки коллекторов в рифейских породах дают следующие методы:

- повторные замеры БК без изменения и со сменой минерализации промывочной жидкости;
- разноглубинный боковой каротаж (БКС-2);
- каротаж-испытание-каротаж;
- фотографирование стенок скважины акустическим телевизором (САТ) и использование различных микросканеров;
- трещиноватость по данным электрического сканирования;
- выявление методами нейтронного каротажа интервалов поглощения кислоты при СКО;
- гидродинамический каротаж (ГДК);
- увеличение скорости проходки по механическому каротажу;
- повышение γ -активности за счет урановой составляющей. По ГКС выделяют трещины, залеченные частично битуминозным веществом;
- увеличение коэффициентов затухания упругих волн и уменьшения амплитуды волн.

Теоретически данные выделения коллекторов по вышеуказанным методам следует использовать в качестве опорного материала для получения количественных критериев выделения коллекторов по методам ГИС, выполненных в большинстве скважин.

Однако сопоставление выделенных проницаемых интервалов с результатами опробования скважин показало, что выделенным проницаемым интервалам соответствуют как высокопродуктивные так и низкопродуктивные

объекты. Конечно, речь идет о сходимости с результатами испытания, которые не всегда однозначны.

Геологические условия Юрубчено-Тохомского месторождения резко ограничивают комплекс методов ГИС для определения удельного сопротивления пород. Наиболее вероятное значение показаний БК по рифейским доломи-там, исправленное за влияние скважины, составляет 400 Омм.

Отношение УЭС пласта к УЭС промывочной жидкости почти всегда превышает 500 Омм. Использование методов БКЗ, ИК, и диэлектрического каротажа не оправдывает себя. В этом случае рационально использование методов бокового каротажа и его разноглубинной модификации. Проводились, также и вторичные исследования после смены промывочной жидкости на более минерализованную.

При соблюдении правил и сроков выполнения вторичных замеров БК различия в замерах, превышающие 15-20%, указывают интервалы пласта, в которых происходило движение флюидов. повторные замеры БК, показали, что в исследуемом интервале рифея выделяются проницаемые интервалы значительной мощности.

Сложная структура коллекторов не позволяет применить традиционные методы оценки характера насыщения по УЭС пласта. Поэтому для оценки рифейских коллекторов использовался метод радиального градиента сопротивления.

3. РАСЧЕТ И АНАЛИТИКА

Цель исследования: выявление различий геологических и петрофизических характеристик месторождений нефти и газа различного генезиса и возраста вмещающих пород.

3.1. Сравнение геологических характеристик

Рассматриваемые месторождения находятся в достаточно отдалённых друг от друга нефтегазоносных провинциях. В тектоническом плане приурочены к положительным структурам регионального порядка. Продуктивные отложения на исследуемых интервалах сложены органогенными карбонатными породами: известняками и доломитами. Месторождения характеризуются различными типами залежей углеводородов: рифогенного, массивного и антиклинально-стратиграфического под несогласием, дизъюнктивно экранированного, пластового типа; а также различным возрастом вмещающих пород: средний девон и рифей для Печорского и Юрубчено-Тохомского соответственно.

Юрубченская залежь пласт PI-2д:

Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 0 до 48 м;

Эффективная газонасыщенная мощность изменяется от 0 до 93 м.

Кровля: эрозионная поверхность рифея

Коллектор: сложен доломитами трещинного, каверно-трещинного типа (органогенные, фитогенные, органогенно-обломочные, обломочные, хемогенные, в разной степени окремненные, неравномерно перекристаллизованные, стиллолитизированные.)

Печорское месторождение (восточная залежь) пласт D_{3src}:

Эффективная нефтенасыщенная мощность до 206 м ;

Кровля: непроницаемые глинистые породы верейского возраста

Коллектор: известняки и доломиты органогенные; характеризуются большой фациальной изменчивостью; трещинного, порового, каверно-порового, кавернового типа.

3.2. Качественное описание кривых ГИС

На диаграммах Гамма-каротажа, продуктивные интервалы обоих месторождений характеризуются низкими значениями естественной радиоактивности присущими карбонатным породам (1 – 2,5 мкР/ч) с резкими положительными аномалиями (до 8 мкР/ч) против маломощных глинистых прослоев. Максимальные значения ГК зарегистрированы против перекрывающих глинистых пород-покрышек (около 20 мкР/час на обоих месторождениях)

Нейтронные методы, в данном случае представленные НГК, определяют общую пористость пород. Продуктивные карбонатные отложения рифея Юрубченской залежи характеризуются высокими значениями НГК (4,1 – 5 усл. ед.) за счет практического отсутствия межзерновой пористости, так как коллекторы в основном представлены трещинным и каверно-трещенным типами пористости. Такая пористость является малоемкой, но обладает хорошей проницаемостью. Поэтому кривые нейтронного каротажа в породах рифея характеризуются низким водородосодержанием и контрастно выделяются на фоне глинистых пород. Печорское месторождение, напротив характеризуется коллекторами с доминирующей межзерновой и каверновой пористостью. Что объясняет такие показания на кривых НГК: 1,8 – 2,2 усл. ед. Но стоит помнить, что показания НГК являются условной величиной и для получения открытой(нейтронной) пористости, требуется расчет водородосодержания с учетом показаний ГК, скорости записи, постоянной интегрирующей ячейки, цены условной единицы в имп/мин. Также на Юрубченском месторождении был использован метод повторных замеров НГК, который позволил довольно уверенно выделить газонефтяные контакты. Так как в природном газе содержание атомов водорода значительно ниже чем в нефти или воде, то и показания НГК, полученные на последующих замерах – выше первых. Это явление объясняется расформированием зоны проникновения.

Акустический каротаж представлен в виде кривой интервального времени продольной волны. В продуктивной части Юрубченского пласта кривая

сильно изрезана и колеблется в значениях 145 – 160 мкс/м, что согласно таблице 2.5. практически соответствует чистым доломитам. С учетом того, что каверновая пористость не учитывается методом АК, так как волны при прохождении через породу огибают редкорасположенные каверны (глава 2.1.5.4.) можно предположить, что основное влияние на скорость распространения продольных волн оказывают трещины. На Печорском месторождении показания АК в продуктивной части разреза составляют в среднем 170-180 мкс/м. Завышенные значения интервального времени могут быть связаны с содержанием известняка в составе минерального скелета, а также наличием межзерновой пористости. На Печорском месторождении был записан гамма-гамма плотностной метод, который при совместной интерпретации с АК по комплексным палеткам, позволил определить компонентный состав и оценить коэффициент пористости коллекторов.

Приращение на диаграммах зондов бокового каротажа разной длины свидетельствует о проникновении фильтрата раствора в пласт и как следствие позволяет выделить интервалы проницаемых пород.

Обработка и интерпретация.

3.3. Петрофизические характеристики

Расчет глинистости производился с использованием значений ΔGK и глинистости полученной по данным лабораторных исследований керна. Уравнения коэффициента глинистости для Печорского и Юрубченского месторождений соответственно:

$$C_{\text{гл}} = 90,63 \times \Delta GK^{1,8241};$$

$$C_{\text{гл}} = 58,5 \times \Delta GK - 0,07.$$

При определении пористости карбонатных коллекторов, важным условием является составление модели компонентного состава. Число компонентов такой модели зависит от количества записанных методов ГИС, определяющих пористость. Чем больше количество методов, тем больше уравнений в системе, что позволяет получить более подробную модель компонентного состава.

Таким образом на Печорском месторождении использовались комплексные палетки НК-АК, НК-ГГКп, полученные по результатам исследования керн. На Юрубченоском использовались аналогичные методы, Кп рассчитывался на основе использования экспериментальных и теоретических зависимостей. Но данный комплекс методов не позволяет учесть макротрещенную пористость. Проблему определения макротрещинной пористости можно решить с использованием методов широкополосного акустического каротажа (АКШ) и микроимиджеров использовавшиеся лишь в поисковых скважинах месторождения. По результатам исследований следует, что на Печорском месторождении первичная межкристаллическая и каверновая пористости являются основными составляющими эффективной пористости. В свою очередь на Юрубчено-Тохомском месторождении, оказывающей наибольшее влияние на эффективную пористость, является вторичная пористость, представленная макротрещинами и кавернами. Средневзвешенные значения пористости по месторождениям представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

Средневзвешенные значения пористости на Печорском и Юрубчено-Тохомском месторождениях.

Юрубчено-Тохомское			Печорское		
№скв	hпрод, м	Кп срвzv, %	№скв	hпрод, м	Кп срвzv, %
7	25.7	3.25	1	81.7	8.3
10	47.2	3.5	2	41.1	7.7
12	49.0	2.75	3	82.8	10.2
14	47.0	2.8	4	79.2	9.2
15	49.0	1.65	5	22	7.7
16	49.0	2	6	34.2	8.4
18	15.2	2.05	7	25.8	9.3
19	21.9	1.35	8	20.4	9.5
22	29.2	2.05	9	41	9.4
24	49.0	2	10	35.2	8.9
25	49.0	1.8	11	34.2	8.8
27	47.9	2.25	12	116.8	8.3
28	49.0	2.05	13	35.3	9
29	48.0	1.7	14	30.4	8
31	31.4	2.4	15	53.5	5.8
32	48.2	2.35	16	47.2	5.6

Трещинный и каверно-трещенный тип коллекторов как правило исключают определение коэффициента насыщения методами ГИС, поэтому в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения K_n принят на основании выполненных исследований девяти трещиноватых образцов большого диаметра, K_n составил 0,89. На Печорском месторождении коэффициент насыщения определялся методом баланса пористости. K_n находился по формуле:

$$K_n = (K_p - K_p^{УЭС}) / K_p, \text{ где}$$

$K_p^{УЭС}$ – пористость, рассчитанная по данным бокового каротажа.

K_p – принятая пористость полученная по комплексу НК-АК; НК-ГГКп

Определение УЭС пласта на обоих месторождениях было выполнено методами БК, так как методы БКЗ, ИК малоинформативны и имеют высокие погрешности при сопротивлениях выше 100 Ом. Хорошую сходимость при определении характера насыщения показал метод нормализации кривой БК в единицах пористости с кривой нейтронной пористости на Печорском месторождении. И так же довольно успешно эта проблема была решена на Юрубчено-Тохомском месторождении с использованием метода двух растворов бокового каротажа.

Оба месторождения характеризуются довольно полными и качественными исследованиями керна.

Залежи имеют различную глубину залегания (АО ВНК Печорского – -3392 м; АО ВНК Юрубченского – -2072 м), и соответственно нефть различна по своим свойствам. Таблица 3.2.

Таблица 3.2.

Свойства нефтей

	Печорское	Юрубчено-Тохомское
Плотность нефти, г/см ³	0,846	0,824
Вязкость	7,31 МПа*с	10,31 МПа*с
Содержание серы, %	0,63	0,23
Содержание парафина, %	4,3	1,88
Содержание смол, %	5,72	4,8
Описание	Сернистая, легкая, парафинистая, смолистая	Малосернистая, легкая, парафинистая, малосмолистая

В последнее время прирост нефтяных ресурсов осуществляется, в основном, за счет мелких и очень мелких месторождений, ярким примером которых является исследуемое в данной работе Печорское месторождение.

При выборе комплекса ГИС и при проведении работ очень важным является учет опыта работ предыдущих лет. На крупных и уникальных месторождениях нефти и газа типа Юрубчено-Тохомского проводится колоссальная работа по разностороннему изучению как геологических, так и геофизических особенностей. Использование этой базы знаний поможет повысить эффективность разведочных работ и как следствие, рациональность недропользования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы был проведен сравнительный анализ геолого-геофизических результатов исследования месторождений с карбонатным типом коллекторов. Было выявлено, что нефтемещающие породы слагающие месторождения обладают сложным строением, отличаются по типу пористости. Коллекторы такого типа требуют разностороннего изучения и различного подхода к методам интерпретации ГИС. Схожей особенностью явилась сложность определения характера насыщения в высокоомных карбонатных породах, так как влияние порового флюида на показание удельного сопротивления часто не выходит за рамки погрешности методов. Сложностью при оценке Фильтрационно-емкостных свойств пород по ГИС составляет учет трещинной пористости, которая может оказать решающее значение при разработке месторождения.

Таким образом для выявления закономерностей в результатах исследований ГИС по новым месторождениям, необходимо использовать базу знаний, по изученным в последние годы, месторождениям со схожим сложным строением. Основной проблемой разработки месторождений углеводородов с карбонатным типом коллекторов является низкий коэффициент извлечения нефти. Одной из причин его занижения является неточное определения интервалов с наилучшими показателями проницаемости – трещинных интервалов. Применение новых технологий, методов и подходов к интерпретации, позволит более точно выделять наиболее перспективные интервалы, что будет являться достоверной основой получения качественных проб пластового флюида и выбора интервала перфорации, что в совокупности может оказать значительное положительное влияние на разработку залежи в целом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.А. – Оценка запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). 229 стр., 89 илл. , 44 табл. , 56 л. граф. прил., библи. 54. ЗАО «Красноярскгеофизика». Крас-ноярск. 2003 г.(РГФ, ФГУ "Эв. ТФГИ", ЗАО «Красноярскгеофизика»).Р-46, Р-47. Красноярский край, Эвенкийский автономный округ.
2. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печерского нефтегазоносного бассейна. М.: Издательство Московского государственного университета, 2002, книга 2, 244 стр.
3. Кузнецов В.Г. Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. М.: Геос, 2003, 262 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Под редакцией В. И. Петерсилье, В. И. Пороскуна, Г. Г. Яценко. Москва-Тверь, 2003.
5. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных нейтронного каротажа с серийной аппаратурой РК. Комплект палеток. Министерство геологии СССР. ВНИИИЯГГ. Москва, 1979.
6. Геология нефти и газа Сибирской платформы./Под ред. А.Э.Конторович, В.С.Суркова, А.А.Трофимука/ М. Недрa, 1981, 552 с.
7. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов – М Недрa – 1984.
8. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин/М. Недрa, 1982
9. Дегтярев Б.П. Разноглубинный боковой каротаж - эффективный метод выделения сложных продуктивных коллекторов рифея в Красноярском крае / Геология нефти и газа, 1992,№1, с.28-30.
10. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика: Учебник для вузов /М.,Недрa, 1991 - 368 с.

11. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин /М. Недрa, 1981 - 182 с.

12. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козыра, Г.Г.Яценко/. Калинин: ВНИГИК, 1990, 261 с.

13. Харитонов В.В., Шленкин С.И., Зренинов В.А. и др. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2011. – Т.6. - №1.

14. Blackbourn geoconsulting [электронный ресурс] URL: <http://www.blackbourn.co.uk/databases/-hydrocarbon-province-maps.html>

15. Подсчет запасов Печорского месторождения [коммерческая тайна]

Геофизический планшет по скважине Юрубчено-Тохомского месторождения.

