

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

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных
ископаемых»
Кафедра геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ НА ЧЕХЛОНЕЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ (ХМАО)**

УДК 553.982:552.578.2.061.4:550.83(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Неизвестная Евгения Алексеевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Е.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	К.Г.-М.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Задорожная Т.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<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 течении всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
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

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки
Специализация «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных
ископаемых»
Кафедра геофизики

Зав. кафедрой

 Лукин А.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студентке:

Группы	ФИО
222Б	Неизвестной Евгении Алексеевне

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью изучения пород-коллекторов на Чехлонейском месторождении нефти (ХМАО)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

27.02.2017, № 1308/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы преддипломной практики, пройденной в открытом акционерном обществе «Нижневартовскнефтегеофизика» (Ханты-Мансийский автономный округ), а также опубликованная литература по теме проекта.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение. Географо-экономический очерк района. Краткая геолого-геофизическая изученность. Литолого-стратиграфический разрез. Тектоника. Нефтегазоносность. Петрофизическая характеристика разреза. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследования. Физико-геологическая модель Чехлонейского месторождения. Выбор методов и обоснование

	геофизического комплекса. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных. Специальное исследование. Способы определения фильтрационно-емкостных свойств пород терригенных и карбонатных коллекторов. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность при проведении геофизических исследований. Производственная безопасность. Экологическая безопасность. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Заключение.
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Приложение 1 – «Стратиграфическая колонка» Приложение 2 – «Схема геологического разреза по линии скважин 4421-4405» Приложение 3 – «Разрез по скважинам 27-26-4-29-6 Чехлонеского месторождения» Остальной графический материал представлен в виде рисунков: 1. Обзорная схема района работ 2. Тектоника 3. Схема совмещения контуров нефтеносности пластов БВ101, Ач1 и ЮВ1 Чехлонейского месторождения. Расположение запроектированных скважин 4. Разрез по скважине 26 Чехлонейского месторождения 5. Рисунки к разделу «Специальное исследование»
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геология	Кныш С.К.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кочеткова О.П.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусев Е.В.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222Б	Неизвестная Евгения Алексеевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работ 106 с., 7 рис., 22 табл., 39 источников, 3 прил.

Ключевые слова: Чехлонейское месторождение, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, проницаемость, карбонатный коллектор, терригенный коллектор, геофизические исследования скважин, комплекс, нефть.

Объектом исследования является: месторождение нефти.

Цель работы: составить проект геофизических исследований в скважинах с целью изучения пород-коллекторов на южном фланге Чехлонейского месторождения.

В процессе исследования проводилось изучение: геологического строения Чехлонейского месторождения, геолого-геофизическая изученность, результаты работ прошлых лет.

В результате исследования: спроектирован комплекс ГИС, изучены ФЕС карбонатных и терригенных коллекторов.

Das Referat

Die Abschlußqualifikationsarbeit ist 106 Seiten, 7 Zeichnungen, 22 Tabellen, 39 Quellen, 3 Anlagen.

Das Stichwort ist das Tschechlonejski Ölfeld, die filter-kapazitiven Eigenschaften, der Koeffizient der Porosität, der Koeffizient der Erdölsättigung, die Permeabilität, der karbonat Kollektor, der terrigen Kollektor, die geophysikalischen Forschungen der Spalten, der Komplex, das Erdöl.

Das Object der Forschung ist das Ölfeld.

Das Ziel der Arbeit: das Projekt der geophysikalischen Forschungen in den Spalten zwecks des Studiums des Speichergestein auf der Südflanke der Tschechlonejski Lagerstätte zu bilden.

Die Studie wurde durchgeführt, die geologische Struktur der Tschechlonejski Lagerstätte, geologische und geophysikalische Erkundung zu untersuchen, die Ergebnisse der Vorjahre.

Infolge der Forschung: es ist der Komplex der geophysikalischen Forschungen der Spalten entworfen, es sind die filter-kapazitiven Eigenschaften der karbonat und terrigen Kollektoren studiert.

Обозначения, сокращения

ДНС – датчик наличия сети

ПДК – предельно-допустимые концентрации

СПАВ – синтетические поверхностно-активные вещества

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

ГРЭС – государственная районная электростанция

РГФ – российский геологический фонд

КВД – кривая восстановления давления

МОГТ – метод общей глубинной точки

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПС – потенциал собственной поляризации

ЦКЗ – центральная комиссия по запасам полезных ископаемых

МОВ – метод отраженных волн

ОГТ – общая глубинная точка

ГИС – геофизическое исследование скважин

ВНК – водонефтяной контакт

а.о. – абсолютная отметка

ГК – гамма-каротаж

БК – боковой каротаж

НКТ – нейтронный каротаж

с/п – сейсмопартия

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ИК – индукционный каротаж

ГГК-П – гамма-гамма-каротаж плотностной

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

АК – акустический каротаж

УЭС – удельное электрическое сопротивление

КС – метод кажущегося сопротивления

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

МЗ – микрозондирование

ЭК – электрический каротаж

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	9
2. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	11
2.1. Задачи геофизических исследований.....	11
2.2. Обоснование объекта исследования	11
2.3. Физико-геологическая модель Чехлонейского месторождения	13
2.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	14
3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	19
3.1. Методика проектных геофизических работ	19
3.2. Интерпретация геофизических данных	27
4. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	30
4.1. Характеристика терригенных и карбонатных коллекторов	30
4.2. Методика определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов	31
4.3. Методика определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов	40
Список использованных источников:	45
Приложение 1.....	48
Приложение 2.....	49
Приложение 3.....	50

ВВЕДЕНИЕ

Чехлонейское нефтяное месторождение разрабатывается ОАО «Тюменнефтегаз» на основании дополнения к лицензии ХМН №00931 НЭ от 18.02.99 г.

Месторождение открыто в 1988 году. Пробная эксплуатация начата в феврале 2000 года.

Чехлонейское месторождение введено в разработку на основании «Проекта пробной эксплуатации Чехлонейского месторождения», составленной научно-исследовательской и проектной организацией «ТЭРМ» по заказу ОАО «Тюменьнефтегаз» и утвержденной ТКР протоколом № 120 от 29.12.1999 г.

Уровни добычи нефти были утверждены ТКР тем же протоколом в следующих объемах:

2000 г. – 3,0 тыс. т;

2001 г. – 44,4 тыс. т;

2002 г. – 60,0 тыс. т.

За прошедший период пробурено 12 эксплуатационных скважин. Структурные карты отражающих горизонтов, построенные по данным сейсморазведки (работы с/п № 5/98-99) и результаты бурения позволили уточнить структурный план месторождения, однако степень изученности месторождения остается низкой. Локальное поднятие на юге площади установлено только по данным сейсморазведки. Для подтверждения структурного плана и контура нефтеносности, необходимо провести поисково-разведочное бурение в пределах южного купола месторождения с проведением полного комплекса ГИС.

Целью данной работы является геофизические исследования в скважинах с целью изучения пород-коллекторов на южном фланге Чехлонейского месторождения.

1. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические исследования в районе проектируемых работ выполнены во всех пробуренных скважинах. Данные работы выполнялись для решения следующих задач:

- литологическое расчленение, выделение покрышек и корреляция исследуемого геологического разреза;
- выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и выявление контактов пластовых флюидов на этапе оперативной интерпретации;
- определение подсчетных параметров для обоснования объема запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.);
- контроль за техническим состоянием открытого и закрытого ствола скважины, оценка качества крепления скважины;
- сопровождение и определение качества испытания скважин;
- производство взрывных работ в скважинах с целью проведения перфорации колонны, интенсификации притоков и ликвидации аварий.

Перед данным проектом стоят первые три задачи.

На разрезе по скважинам 27–26–4–29–6 Чехлонейского месторождения (прил. 3) представлены диаграммы следующих методов: ГК, БК, ПС и НКТ. Скважина 26 рассмотрена в разделе 4.3.

Песчаные коллекторы скважины 27 прослеживаются на глубине 2199,5 – 2209,6 м а.о. с прослоями глины и на глубине 2222,5 – 2224,3 м а.о. Коллекторы насыщены нефтью. Также выделяются прослои плотных пород мощностью не более 1 м.

Коллекторы скважины 29 насыщены нефтью, залегающие на глубине а.о. 2198,4 – 2217 м, и водой, залегающий на глубине а.о. 2231,3 – 2232,2 м. Коллектор представлен песчаниками с прослоями глины и плотных пород.

В скважине 6 коллектор песчаный, залегающий на глубине а.о. 2196,6 – 2207,5 м, с прослоями глины. Насыщение преимущественно нефтяное, также есть зона проникновения нефтяного на глубине а.о. 2198,7 – 2201,3 м.

На кривой ПС хорошо выделяются границы пластов. Коллекторам соответствуют наиболее отрицательные значения. Потенциалы собственной поляризации имеют прямую зависимость от глинистости пород. На диаграммах ПС выделяется линия глин – это наиболее положительные значения. На данном разрезе песчаники выделяются низкими значениями амплитуды ПС (до 80 Ом*м).

Общая радиоактивность пород увеличивается с увеличением глинистой компоненты. Связано это с тем, что частицы глинистой фракции имеют максимальную удельную поверхность, следовательно, у них повышенная адсорбционная способность. У чистых песчаников коэффициент глинистости колеблется от 0 до 10 %, поэтому они характеризуются низкими значениями на кривых ГК (от 4 до 8 мкР/ч).

По диаграммам БК производят расчленение разреза и определение электрического сопротивления пластов. На разрезе месторождения по кривым БК отчетливо выделяются тонкие пласты. Песчаники очень хорошо отмечаются повышенными значениями (от 5 Ом*м и выше).

На кривых НКТ против коллекторов прослеживаются пониженные значения, но четкого расчленения разреза сделать невозможно. Потому что метод НКТ более эффективен при исследовании карбонатных коллекторов, а в терригенном разрезе данный метод не дает точных результатов, так как у песчаников водородосодержание наименьшее. По НКТ на разрезе хорошо выделяются плотные породы.

В основном по всему разрезу значения, соответствующие коллекторам, не различаются.

2. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1. Задачи геофизических исследований

Перед данным проектом ставятся следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка характера их насыщения;
- определение подсчетных параметров для обоснования объема запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).

2.2. Обоснование объекта исследования

Чехлонейское месторождение открыто в 1988 году. За прошедший период пробурено 12 эксплуатационных скважин. Структурные карты отражающих горизонтов (по результатам работ с/п № 5/98-99) и результаты бурения позволили уточнить структурный план месторождения.

Степень изученности месторождения остается низкой. Локальное поднятие на юге площади (р-н скв. 631Р) установлено по данным сейсморазведки, где отрисовываются перспективные в нефтеносном отношении залежи по пластам ЮВ₁¹ и Ач₁. В данном районе в пласте БВ₁₀ вскрыта водонефтяная зона разведочной скв. 631Р, однако при испытании получена вода, что связано с некачественным цементированием колонны. В данной скважине коллектора пласта Ач₁ ранее интерпретировались по ГИС как нефтеносные, при испытании получена вода и в результате насыщение пласта принято, как водоносное.

Залежи практически не оконтурены. Водоносный коллектор на разбуренном участке вскрыт только в пласте ЮВ₁¹ скважиной 4302.

Ранее предполагалось, что залежь в пласте Ач₁ литологически экранированная. В настоящее время отсутствие коллекторов установлено на северо-западе в единственной скважине 4420. Кроме того, предполагаются на западном и восточном бортах структуры тектонические разломы.

Керн по всем трем пластам отобран и проанализирован в двух разведочных – 631Р, 632Р и эксплуатационной скважине 4401. Глубинные пробы нефти отбирались и изучались в скв. 632Р только по пласту БВ₁₀.

Для подтверждения структурного плана и контура нефтеносности, необходимо провести поисково-разведочное бурение в пределах южного купола месторождения (рис. 2.2.1).

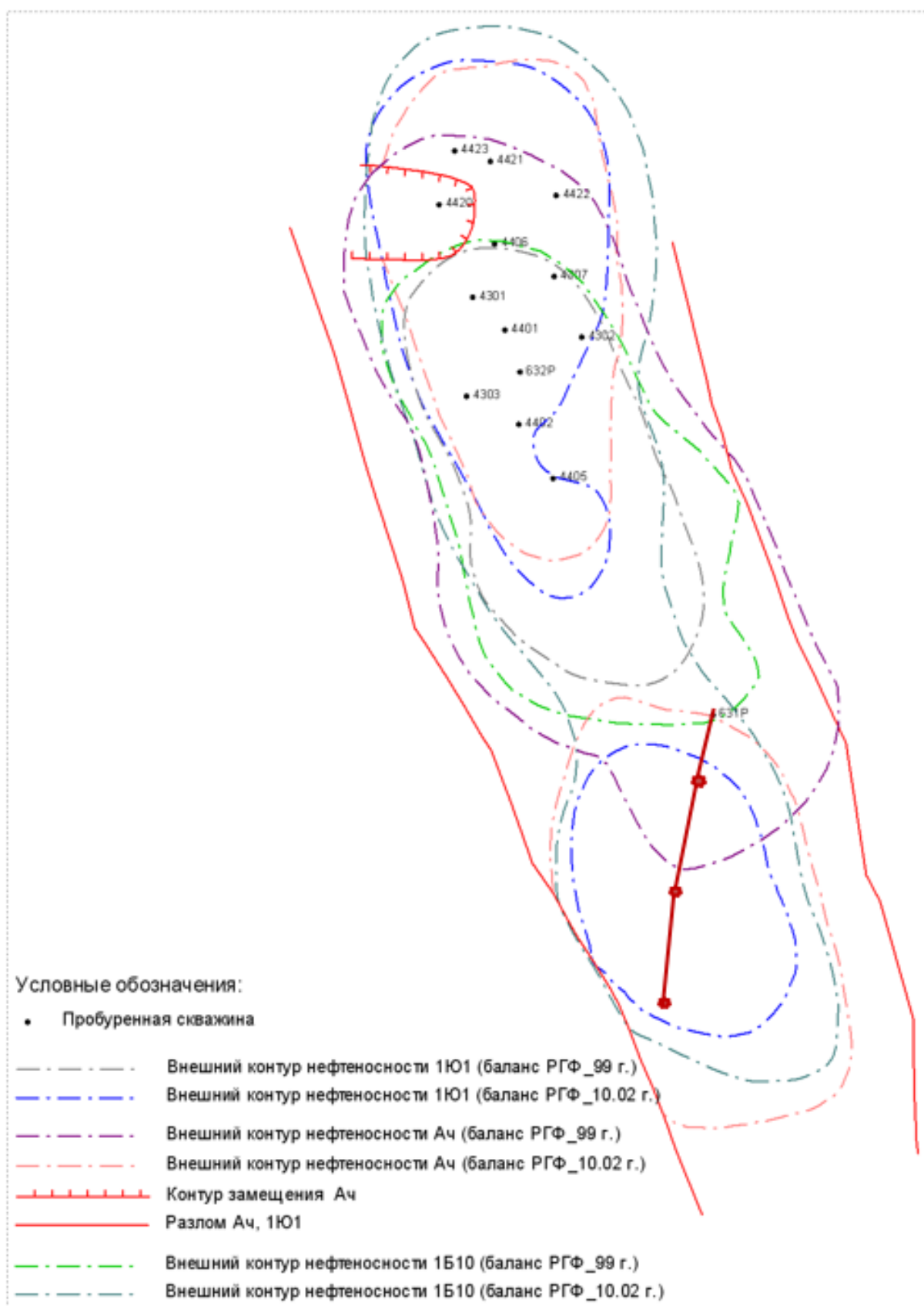


Рисунок 2.2.1 – Схема совмещения контуров нефтеносности пластов БВ₁₀¹, Ач₁ и ЮВ₁ Чехлонейского месторождения. Расположение запроектированных скважин

Предлагается разместить (рис 2.2.1):

1. Разведочную скважину на расстоянии 1 км к югу от скв. 631Р в своде южного локального поднятия. Глубина бурения 2600 м.
2. Разведочную скважину в своде южного локального поднятия на расстоянии 0,4 км к от скв. 631Р. Глубина бурения 2600 м.
3. Разведочную скважину на расстоянии 1,6 км к югу от скв. 631Р в своде южного локального поднятия. Глубина бурения 2600 м.

Для изучения коллекторских свойств пластов и физико-химических свойств нефтей, необходимо отобрать и провести исследование керна и проб нефти по всем изучаемым пластам.

2.3. Физико-геологическая модель Чехлонейского месторождения

В разрезе скважины 26 Чехлонейского месторождения (рис. 2.3.1) в интервале глубин 2407,1 – 2416,5 и 2420,7 – 2424,5 м а.о. вскрыт песчаный коллектор БВ₁₀, который на каротажных диаграммах отмечается в целом повышенными значениями сопротивлений (по данным БК), несколько пониженными фоновыми значениями ГК и минимальными значениями на кривых ПС (рис. 2.3.1).

Отдельные пропластки отмечаются по максимумам кривых БК в интервале значений от 5 Ом*м и выше.

На кривой ПС коллекторам соответствуют значения отклонения амплитуды ПС от линии глин на 80 мВ.

По ГК значения варьируются от 5 до 7 мкР/ч.

Наиболее низкими значениями ПС, некоторым понижением сопротивления по отношению к нефтенасыщенным пропласткам отмечаются зоны обводнения и проникновения нефти в скважину из соседних пластов.

С помощью ПС наиболее четко выделяются коллектора, вследствие образования против них отрицательной аномалии, которая образуется за счет диффузионно-адсорбционного потенциала, возникающего на границе пластов в результате диффузии солей, растворенных в пластовой воде и буровом растворе.

По НКТ при определении литологии основное значение имеют процессы замедления, диффузии и поглощения тепловых нейтронов. Таким образом, при работе заинверсионными зондами, чем больше водорода содержится в пласте, тем ниже будут показания нейтронного каротажа.

В скважине 26 Чехлонейского месторождения коллектор с нефтью отмечается весьма слабым, еле заметным понижением показаний (рис. 2.3.1), но весьма выразительно они отмечаются по данным ПС – здесь относительная амплитуда понижения составляет 60 –

80 мВ. Наибольшее понижение наблюдается против обводнённой части пласта, но против пластов с нефтью наблюдаются достаточно резкие повышения сопротивлений

Метод ГК основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана, калия и тория. Наиболее радиоактивными являются глины, в результате чего против них будут наблюдаться высокие значения радиоактивности, а против песчаников – низкие. Более четко данный метод выделяет угли, т.к. в них практически не присутствуют радиоактивные элементы.

В методе сопротивлений нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. нефть или газ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приравнивают к сопротивлению полностью промытых пород.

Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью.

2.4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор методов ГИС определяется степенью сложности изучаемого участка и зависит от поставленных задач (см. выше).

Исходя из дифференциации горных пород, слагающих разрез по физическим свойствам (табл. 2.4.1), можно говорить о целесообразности применения следующего комплекса ГИС:

- методы кажущегося сопротивления (КС) или стандартный каротаж с одновременной регистрацией потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж;
- микробоковой каротаж + микрокавернометрия;
- индукционный каротаж (ИК);
- методы радиоактивного каротажа (ГК, ГК-П, НК-Т);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (профилеметрия) (Кав. + Пр.).

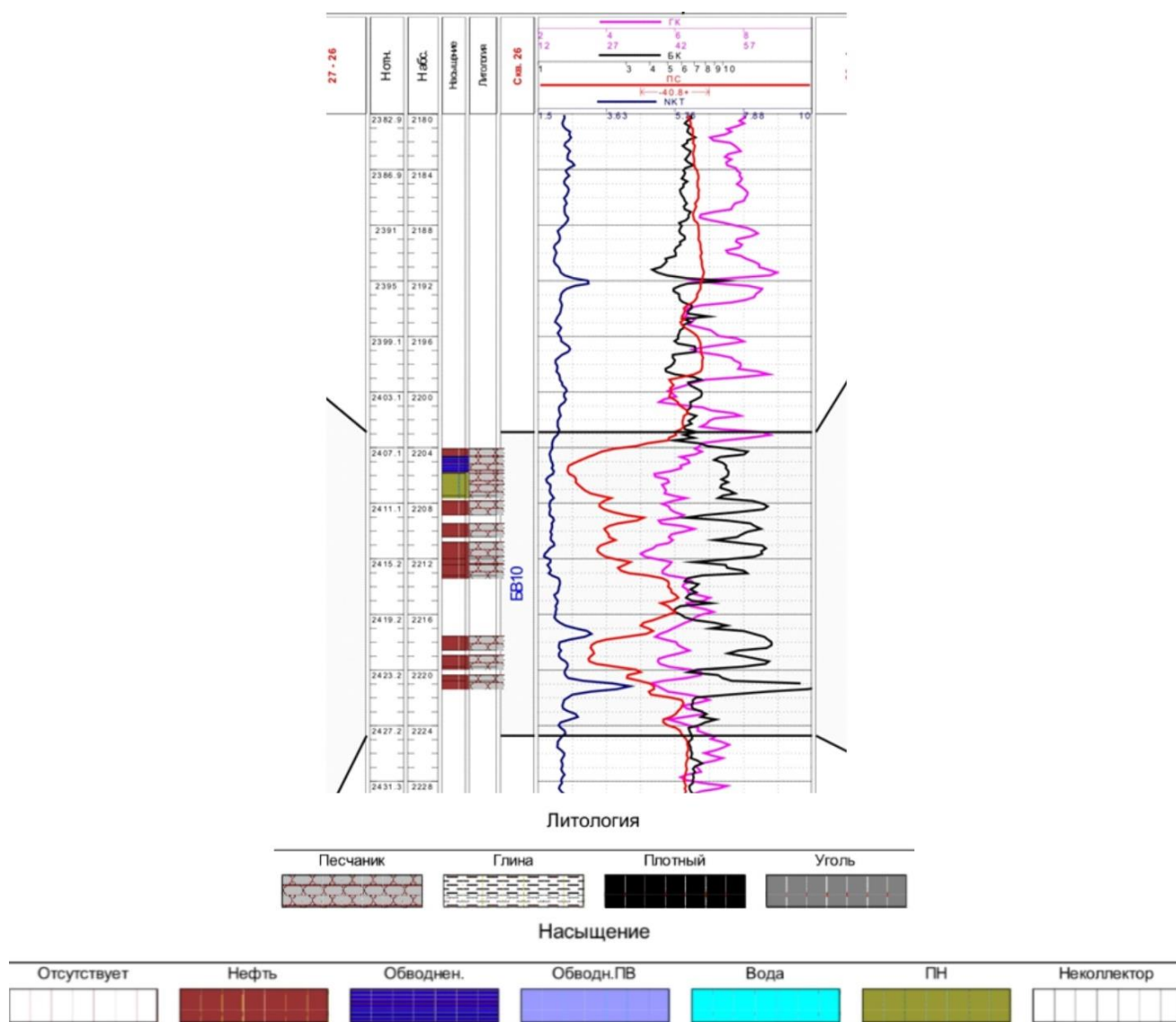


Рисунок 2.3.1 – Разрез по скважине 26 Чехлонейского месторождения

Необходимо также отметить, что в районе проектируемых работ термобарические и гидрогеологические условия благоприятны для проведения ГИС. Соотношение УЭС пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости способствуют возникновению отрицательных амплитуд ПС. Параметры промывочной жидкости и продолжительность бурения скважин способствуют образованию против проницаемых пород глинистой корки, что значительно облегчает выделение коллекторов. При определении УЭС следует учитывать влияние зоны проникновения фильтрата бурового раствора образующейся при бурении продуктивных интервалов, что в значительной мере затрудняет интерпретацию.

В зависимости от решаемых геофизическими методами задач, исследования подразделяются на общие, выполняемые по всему разрезу скважины, и детальные, выполняемые в перспективных на нефть и газ интервалах разреза скважины. Кроме того, в комплекс ГИС входят методы, предназначенные для контроля за техническим состоянием

ствола скважины, качеством цементирования обсадной колонны, перфорацией продуктивных горизонтов, определения мест притока флюида в эксплуатационной колонне.

Таблица 2.4.1 – Геофизические параметры пород-коллекторов

Метод каротажа	Регистрируемый параметр	Условное обозначение	Единицы измерения	Пределы изменения
Электрический	УЭС водонасыщенного пласта	$\rho_{вн}$	Ом*м	2 – 30
	УЭС нефтегазонасыщенного пласта	$\rho_{нг}$	Ом*м	3 – 250
	Коэффициент увеличения сопротивления пласта	R_H		1,2 – 100
	Потенциал ПС	$U_{ПС}$	мВ	10 – 150
Радиоактивный	Водородосодержание	ω	%	10 – 45
	Время жизни нейтронов: нефтенасыщенный пласт	$\tau_{нн}$	мк/сек	140 – 300
	газонасыщенный пласт	$\tau_{гн}$		150 – 400
	водонасыщенный пласт	$\tau_{вн}$		140 – 300
Акустический	Естественная радиоактивность	γ	Р экв.	2 - 4
	Пластовая скорость	V	км/сек	2 – 4,5
	Кажущийся коэффициент поглощения упругой волны	α	дБ/м	1 - 30

В табл. 2.4.2 приведен обязательный комплекс геофизических исследований на поисковых и разведочных скважинах бурящихся на нефть и газ в Западной Сибири.

При выполнении проектируемых работ на стадии детальной разведки и доразведки рекомендуется использовать следующий комплекс ГИС:

- Стандартный электрический каротаж (КС+ПС);
- Кавернометрия (Кав.);
- Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- Акустический каротаж (АК);
- Радиоактивный каротаж (ГК+НКТ);
- Инклинометрия (Инк.);
- Боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- Микрозондирование (МЗ);
- Боковой каротаж (БК);
- Кавернометрия (профилеметрия) (Кав.+Пр.);
- Акустический каротаж (АК);

- Радиоактивный каротаж (ГК+НКТ).

Таблица 2.4.2 – Обязательный комплекс геофизических исследований для поисковых и разведочных скважин

Методы ГИС для всего разреза скважины	Методы ГИС для перспективных интервалов
Методы основного комплекса: Газовый каротаж Стандартный электрический каротаж (КС+ПС) Индукционный каротаж (ИК) Кавернометрия (профилеметрия) (Кав.+ Пр.) Гамма-каротаж (ГК) Нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ) Акустический каротаж (АК) Инклинометрия Термометрия	Методы основного комплекса: Картотаж самопроизвольной поляризации (ПС) Боковое каротажное зондирование (БКЗ) Резистивиметрия (Рез.) Микрозондирование (МЗ) Боковой каротаж (БК) Боковой микрокаротаж и микрокавернометрия (БМК+ Мкав) Индукционный каротаж (ИК) Гамма-каротаж (ГК) Нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ) Акустический каротаж (АК) Кавернометрия (профилеметрия) (Кав.+ Пр.) Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П)

Индукционный каротаж (ИК) не включен в комплекс детальных исследований, так как данный метод не дает новой информации к методу БКЗ, и заменен на метод высокочастотного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) в интервалах общих исследований по причине большей информативности последнего. Также в комплекс детальных исследований не включен метод ГГК-П не дающий новой информации к комплексу ГК+ННК-Т. В комплекс общих исследований не включен метод АКЦ, так как при выполнении промыслово-геофизических исследований на стадии детальной разведки и доразведки применение метода не является обязательным. Сведения по проектируемому комплексу геофизических исследований приведены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3 – Сведения по проектируемому комплексу ГИС

Виды исследований	Интервал исследования для глубины скв. 2600 м
Основной комплекс	
Стандартный электрический каротаж тремя зондами с записью «ПС»	700 – 1700
	700 – 1850
	700 – 2200
	700 – 2350
	700 – 2500
	700 – 2600
ВИКИЗ	В интервалах стандартного каротажа
Детальный комплекс	
Радиоактивный каротаж (ГК+НКТ)	0 – 2600
Инклинометрия через 25 м.	0 – 700

Кавернометрия	0 – 2600
БКЗ 5-ю зондами с записью “ПС”	1700 – 1850 1800 – 2350 2300 – 2600
Микрозондирование Боковой каротаж Микробоковой каротаж + Микрокавернометрия Кавернометрия	В интервалах БКЗ
Гамма-каротаж	1700 – 2600
Нейтрон-нейтронный каротаж	1700 – 2600
Акустический каротаж	1700 – 2600

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

3.1. Методика проектных геофизических работ

Методика проведения геофизических исследований определяется продолжительностью бурения скважин, очередностью и интервалами вскрытия продуктивных пластов. В среднем бурение скважины на площади работ длится не более 1-3 месяцев. Номинальный диаметр скважин в интервалах продуктивных пластов нижнего мела и юры равен 190 мм. Удельный вес бурового раствора изменяется от 1,11 до 1,24 г/см³, вязкость 20-40 сек.

В комплекс общих исследований входит стандартный электрический каротаж кажущихся сопротивлений (КС), выполненный двумя градиент-зондами: последовательным А2.0М0.5N и обращенным N0.5М2.0А, и обращенным потенциал-зондом N6.0М0.5А, размеры которых устанавливают в соответствии с геолого-геофизическими параметрами разреза, каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), электромагнитный метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ).

Для детальных исследований планируется выполнение следующих методов ГИС: боковое каротажное зондирование (БКЗ) 5-ю зондами различной длины (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N), каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), микрозондирование (МЗ), кавернометрия (Кав.), микрокавернометрия (МКав.), гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ), инклинометрия (Инк.), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), акустический каротаж (АК).

Стандартный электрический каротаж (КС+ПС). Стандартный электрический каротаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, по всему открытому стволу. Он включает в себя записи трех зондов электрического каротажа (А2.0М0.5N; N0.5М2.0А; А0.5М6.0N) и кривую потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Стандартный каротаж в комплексе с индукционным, радиоактивным, акустическим и другими методами ГИС предназначен для решения следующих основных геологических задач:

- литостратиграфическое расчленение разрезов с возможностью построения детальной литостратиграфической колонки;
- локальная и региональная корреляция по литологии, физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород по всему исследованному разрезу с установлением однородных и неоднородных по строению и свойствам пород интервалов разреза;

- предварительное выделение проницаемых пластов и покрышек (установление их толщин, строения по однородности);
- предварительное выделение нефтегазонасыщенных пластов и оценка характера насыщения коллекторов;
- предварительное выделение контактов пластовых флюидов (ВНК, ГВК, ГНК) в однородных коллекторах и прогноз фазового состояния углеводородов в условиях пласта;
- предварительное установление эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- для сейсморазведки: перерасчет кривых ГИС 1:500 из глубинного во временной масштаб, расчет скоростей по акустическому каротажу, расчет годографов скоростей, построение графиков, таблиц, рисунков и т. д.;
- контроль технического состояния ствола скважины (в открытом стволе и в колонне).

В условиях разрезов Западной Сибири прямые качественные признаки проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты, на основе повторных измерений электрическими методами во времени, при близких свойствах промывочной жидкости являются эффективным средством выделения проницаемых интервалов. При этом обязательным требованием является высокое качество диаграмм стандартного каротажа.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, по интервалам детальных исследований.

Комплекс БКЗ позволяет решать следующие геофизические задачи:

- определение УЭС пластов в диапазоне от единиц Ом*м до 5000 – 6000 Ом*м с погрешностью до 20 – 30%. В сочетании с ИК и БК комплекс БКЗ обеспечивает определение УЭС практически по всему диапазону значений УЭС в разрезах Западной Сибири;
- определение глубины зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в однородные пласты - коллекторы с мощностью более 5 метров (до 32 диаметров скважины);
- определение УЭС зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости;
- определение УЭС промывочной жидкости.

К БКЗ рекомендуется добавлять измерение температуры электротермометром в условиях неустоявшегося (текущего) температурного состояния ствола скважины, существующего при проведении БКЗ, что позволяет корректировать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости и дает дополнительную информацию при интерпретации материалов электрического каротажа.

Микрозондирование (МЗ) относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Комплекс микрокаротажного зондирования состоит из двух нефокусированных зондов: градиент-зонд А0.025М0.025N и потенциал-зонд А0.05М, глубинность исследований не превышает 3 – 5 см.

Микрозондирование позволяет решать следующие геолого-геофизические задачи:

- определение кажущегося сопротивления исследуемой среды каждой установкой в объеме своего радиуса исследования в диапазоне значений до 200 Ом*м;
- при наличии глинистой корки и радиального градиента сопротивлений положительными приращениями на диаграммах МЗ выделяются коллекторы с межгранулярной средней и высокой пористостью;
- положительные приращения на диаграммах микрокаротажа относятся к прямым качественным признакам проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты и подтверждают движение флюида в пласты, образование глинистых корок и радиальных градиентов сопротивлений, что является прямым признаком коллекторов;
- определение эффективной мощности коллекторов с достоверным выделением отдельных проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м и выше;
- выделение плотных непроницаемых прослоев, в том числе в среде коллекторов;
- выделение размываемых глин - покрывок, дающих значительные каверны;
- выделение зон частого чередования участков разреза тонкослоистого строения с ухудшенными коллекторскими свойствами, зонами глинизации или представленных неколлекторами;
- данные МЗ используются при привязке керна к глубине;
- данные МЗ используются как вспомогательный материал при детальном литостратиграфических расчленениях и других геологических построениях, при детальном изучении строения и свойств объектов.

Электромагнитный метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) предназначен для определения удельного сопротивления осадочных горных пород в открытых стволах нефтегазовых скважин вертикального и наклонно-направленного бурения. Метод ВИКИЗ утвержден как обязательный при поисково-разведочных работах на нефть и газ в Западной Сибири.

Результаты зондирования позволяют решать следующие задачи:

- реконструировать пространственное распределение удельного электрического сопротивления осадочных отложений вокруг скважин;
- выделять пласты-коллекторы по прямым признакам фильтрации промывочной жидкости в пористую среду;

- определять не только удельное сопротивление пластов-коллекторов, но и его изменения в прискважинной области с оценкой усредненных размеров областей таких изменений;

- выявлять скопления пластовых вод во фронтальной части зоны проникновения, которые являются прямыми признаками насыщения коллекторов подвижными углеводородами;

- распознавать водонефтяные контакты, а также устанавливать переходные зоны частичного нефтенасыщения.

Отличительной особенностью метода является высокое пространственное разрешение, что обеспечивает его эффективность при исследовании маломощных пластов.

Аппаратура ВИКИЗ состоит из скважинного прибора и наземной панели. Скважинный прибор включает зондовый комплекс и электронно-измерительный блок. В состав комплекса входят пять электромагнитных зондов различной глубинности и электрод ПС. Каждый зонд содержит одну генераторную и две приемных катушки. Измеряются разности фаз между э.д.с., наведенными в приемниках. Измеряемая величина однозначно связана с УЭС горных пород, окружающих скважину.

Боковой картаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Диаграммы БК могут быть получены аппаратурой однозондового (ЭК-1, ЭК- АГАТ, АБКТ), двухзондового (БКС-2, ЭК-П), трехзондового БК (ЭК-У) варианта. Радиус исследований (равный в среднем 1,0-2,0 м) уменьшается при повышающем и возрастает при понижающем проникновении фильтра бурового раствора.

Диаграммы БК в комплексе электрических методов (БКЗ, ИК, БМК) позволяют увеличить число пластов с количественными определениями УЭС, в том числе в зонах частых чередований, высоких сопротивлений, контрастных изменений УЭС.

Применение БК позволяет решать следующие геофизические задачи:

- определение УЭС в пластах без проникновения мощностью более 2,5 – 3,5 м;
- в пластах с проникновением БК позволяет определять кажущиеся сопротивления и необходимы данные для установления УЭС по D/d_c (БКЗ) и $\rho_{3П}$ (БМК);
- в двух и трехзондовых модификациях диаграммы БК дают электрические характеристики пласта в радиальном направлении ($\rho_{3П}$, $\rho_{П}$) и прямые качественные признаки на выделение коллекторов.

БМК + МКав относятся к основным исследованиям, проводятся во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Комплекс *БМК + МКав* состоит из диаграммы *БМК* (двухэлектродный фокусированный микрозонд) и одновременно измерительным башмаком *БМК* регистрируется микрокавернограмма. Глубинность исследований *БМК* не менее 20 см.

БМК и *МКав* самостоятельно решают следующие геофизические задачи:

- определение *УЭС* ближней зоны пласта (промытой зоны) при толщине глинистой корки менее 10 – 15 мм с пропорциональным снижением *УЭС* по мере роста толщины глинистой корки. Диапазон измерений *УЭС* аппаратурой *БМК* не превышает 200 Ом*м;
- данные о диаметре ствола скважины с разрешением 20 – 30 см по вертикали.

При интерпретации данных *БМК* должны учитываться неровности стенок скважин в интервалах пород, склонных к разрушению стенок. Целесообразно применение *БМК* при технологии бурения на полимерных растворах (глинистая корка отсутствует или незначительна).

Гамма-каротаж (ГК) как метод измерения естественной радиоактивности горных пород в скважинах относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах стандартного каротажа и в интервалах детальных исследований совместно с комплексом БКЗ. *ГК* выполняется перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу скважины, включая кондуктор.

Применение *ГК* позволяет решать следующие геофизические задачи:

- определение удельной естественной радиоактивности горных пород по всему диапазону изменений естественной радиоактивности в разрезах Западной Сибири, включая аномально высоко радиоактивные объекты;
- обеспечивается высокое вертикальное расчленение разреза, но показания метода *ГК* зависят от радиоактивности вмещающих пород и от технологии замеров;
- *ГК* в комплексе методов ГИС, в том числе радиоактивного каротажа (*НКТ*, *МНК*, *НГК*, и др.), имеет высокую геологическую эффективность при решении практически всех вопросов по определению подсчетных параметров, выявлению коллекторов и их покрышек.

Диаграммы *ГК* могут быть получены комплексной аппаратурой радиоактивного каротажа и устаревшими радиометрами типа ДРСТ-3 (*ГК+НКТ*) и другими, применение которых не рекомендуется.

НКТ в комплексе методов ГИС, в том числе радиоактивного каротажа (*ГК*, *НГК* и др.) имеет высокую геологическую эффективность при решении практически всех вопросов

по определению подсчетных параметров, выявлению коллекторов и оценке характера их насыщения, выделению покрышек.

НКТ решает самостоятельно следующие геофизические задачи:

- определение эквивалентного водородосодержания пород по всему диапазону изменений пористости в разрезах Западной Сибири;
- обеспечивается высокое вертикальное расчленение разреза, но показания метода НКТ зависят от свойств вмещающих пород и от технологии замеров (недопустимы высокие скорости записи);
- обеспечивается определение эквивалентного водородосодержания вглубь пласта до 30-50см. Глубинность уменьшается в высокопористых средах и растет в плотных породах. Искажающими факторами являются кавернозность стенок скважин, наличие глинистой корки, повышенная минерализация бурового раствора.

Акустический каротаж обеспечивает регистрацию кинематических (скорость распространения упругих волн) и динамических (амплитуда, затухания, энергия) параметров продольных и поперечных волн и их относительных параметров. АК относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

АК в комплексе методов ГИС имеет высокую геологическую эффективность при решении таких геологических задач, как литологическое расчленение разреза, количественное определение межгранулярной пористости, установление характеристики структуры пород, фазовое состояние пластовых флюидов.

АК решает самостоятельно следующие геофизические задачи:

- метод АК обеспечивает высокое вертикальное расчленение разреза (выделяются контрастные по кинематическим или динамическим параметрам прослои мощностью от 0,4 – 0,6 м);
- метод АК обеспечивает определение кинематических и динамических параметров вглубь пласта до 30 – 50 см (по радиальным характеристикам). Глубинность уменьшается при применении высокочастотных модификаций АК и возрастает при использовании низкочастотных модификаций АК;
- по значениям пористости, превышающим граничные значения этого параметра, данные АК позволяют выделять коллекторы с использованием количественных критериев.

Диаграммы АК могут быть зарегистрированы комплексной аппаратурой акустического каротажа, а также аппаратурой прежних выпусков типа СПАК-6, СПАК-8, применение которой нецелесообразно.

Метод измерения диаметра ствола скважины (кавернометрия) относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе в интервалах общих исследований, и в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Диаграммы кавернометрии имеют высокую геологическую эффективность при литостратиграфическом расчленении разреза, выделении коллекторов и покрышек, определении подсчетных параметров.

Кавернометрия решает самостоятельно следующие геофизические задачи:

- обеспечивается выделение проницаемых пород (потенциальных коллекторов) по сужению диаметра ствола скважины, вследствие образования глинистой корки, которая является результатом проникновения фильтрата промывочной жидкости в проницаемые пласты. Этим кавернометрия обеспечивает получение прямых качественных признаков проницаемых пластов;

- обеспечивается высокое вертикальное расчленение разреза (могут выделяться прослой толщиной до 0,2 – 0,3 м и больше), показания кавернограммы против пласта, в основном, свободны от влияния вмещающих

Диаграммы кавернометрии могут быть зарегистрированы комплексной аппаратурой типа СКП-1, которая позволяет осуществлять регистрацию двух профилей скважины и их полусумму, которая используется как кавернограмма. Пределы измерения аппаратуры СКП-1 от 76 до 760 мм.

Измерение угла наклона ствола скважины и азимута наклона (инклинометрия) относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, одновременно со стандартным каротажем и в интервалах стандартного каротажа.

Измерения поточечные, через 25 м, с 10% контрольных точек с перекрытием 3-5 точек по ранее исследованному интервалу. При углах наклона свыше 10 градусов шаг измерений уменьшается до 10-15 метров с увеличением контрольных замеров до 40-50%, обеспечивается высокое качество измерений угла и азимута наклона ствола скважины.

Геофизические исследования будут выполняться серийной скважинной и наземной аппаратурой. Регистрация кривых КС и ПС будет осуществляться с помощью аппаратуры ЭК-1 и АБКТ, микрозондов – МДО-3, бокового микрокаротажа и микрокавернометрии – МК-УЦ, бокового каротажа – АБКТ, индукционного каротажа – АИК-5, гамма-каротажа и нейтронного каротажа – СРК, акустического каротажа – СПАК-6, кавернометрии – СКП-1. При инклинометрических исследованиях будет использоваться аппаратура ИММ.

Типы и размеры применяемых зондов, в основном, должны соответствовать марке серийной аппаратуры. Применяемые масштабы и скорости регистрации кривых также должны соответствовать требованиям технических руководств и инструкций.

Регистрация диаграмм будет проводиться с помощью цифровой каротажной станции МКС-1М “Самотлор”. Запись информации будет осуществляться на жесткий диск “Winchester”. Отличительной особенностью данной станции является простота в обращении и неприхотливость, однако, в настоящее время целесообразно использовать современную компьютеризированную аппаратуру.

Запись стандартного каротажа будет осуществляться со скоростью 2000-2500 м/час. Основной масштаб записи: КС – 2,5 Ом*м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Боковое каротажное зондирование осуществится подошвенными градиент-зондами с размерами АО = 0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,5 м, и кровельным градиент-зондом с АО=2,25 м. Скорость регистрации – 2500 м/час.

Микрозондирование будет проведено микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М со скоростью регистрации 800-900 м/час.

Боковой каротаж будет записан со скоростью 2000 – 2500 м/час, запись МБК и микрокавернометрии – со скоростью 800 – 1500 м/час.

Запись индукционного каротажа будет проведена зондом 6Ф1, скорость записи 2000 – 2500 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ-50) осуществится в открытом стволе. В качестве индикаторов будут применяться кристаллы NaJ (Тl), размер кристаллов 30×70, 40×80, 40×40; ЛДНМ, основной размер 30×60; и СНМ-18. Источники нейтронов – полониево-бериллиевые, мощностью от 4 до $13,5 \cdot 10^6$ н/сек. Запись кривых ГК будет проводиться эталонированными каналами.

Скорость регистрации кавернометрии составит в большинстве скважин 1300 – 1500 м/час.

Термометрия будет проведена при спуске снаряда в скважину со скоростью регистрации около 1000 м/час в масштабе записи 0,5 °С/см.

Запись акустического каротажа будет проведена со скоростью 700 – 1400 м/час.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах будут осуществляться сразу же после окончания бурения, перед исследованиями ствол скважины будет прорабатываться в течение 3 – 6 часов. Время проведения основного комплекса ГИС составит около 1 – 4 суток.

Исследования в скважинах проводятся в два этапа: 1й этап – промежуточные исследования, 2й этап – окончательные исследования (от глубины 1550 м до основания юрской толщи и ниже).

3.2. Интерпретация геофизических данных

Весь комплекс специальных программ системы «ГИНТЕЛ» делится на группы, решающие разные задачи. Программы, объединенные в одну группу, являются смысловым наполнением АРМа (автоматизированного рабочего места).

В настоящее время используются следующие АРМы системы «ГИНТЕЛ», «СИАЛ»:

- первичная обработка;
- интерпретация данных ГИС.

Помимо вышеперечисленных АРМов используется раздел «Манипулирование геоданными», который предназначен для взаимодействия с архивными разделами при помощи служебных программ.

Первичная обработка включает ряд программ для ввода, редактирования, визуализации, просмотра на экране геофизической информации, а также сервисные программы необходимые для ее обработки. Ввод геофизического материала возможен с магнитного диска, дискеты различных форматов записи (las, bcr, формат Тюменьпромгеофизики (ГВЦ), КИУ, системы «ГРИС», файлов с ВТ-20), записанных на различных устройствах цифровой регистрации (Триас, ПВК, Самотлор, НО-78, СКР, КИУ, Пласт-5). Вывод данных из системы «ГИНТЕЛ» возможен в формате las и ГВЦ.

Интерпретация включает ряд программ, предназначенных для определения количественных и качественных параметров, выдачи предварительного и оперативного заключения по скважине, а также обработку и выдачу в табличном и графическом виде данных инклинометрии, определения качества цементирования и состояние ствола скважины.

Определение относительного параметра $\alpha_{ПС}$ (ALPS) – предназначена для автоматической отбивки линий глин, песков, расчета статической аномалии ПС и расчета кривой относительного параметра $\alpha_{ПС}$.

Программы для определения удельного электрического сопротивления, качества зондов, УЭС промытой зоны, D/d_C (ZONA, UNTN) как в поточечном, так и в попластовом режиме.

Функционально-логическое преобразование (GISCAL) предназначено для оперативной обработки данных ГИС, хранящихся в базе данных «ГИНТЕЛ», состоящей в функционально-логических преобразованиях кривых, попластовой информации, массивов и

таблиц. Эти преобразования записываются в виде определенной последовательности действий, реализующей некоторый алгоритм обработки данных. Программа позволяет также производить некоторые сервисные операции над объектами из базы данных «ГИНТЕЛ». С помощью этой программы определяются все количественные параметры интерпретации, а также определяются коллекторские свойства.

Для предварительного заключения используется программа настройки электрической модели и определение насыщенности пород-коллекторов (WODA). Программа позволяет производить настройку параметров используемой электрической модели на заведомо водонасыщенных интервалах. Экспресс-обработку можно представить в графическом виде.

Для формирования заключения по оперативной интерпретации данных ГИС используется программа (ZAKL). Программа применима для документирования результатов оперативной интерпретации данных ГИС в поточечном и попластовом виде по всем пластам или только по коллекторам по выбору интерпретатора. Программа воспринимает информацию по стратиграфии и положению контактов. По продуктивным коллекторам рассчитываются средневзвешенные подсчетные параметры отдельно по каждому стратиграфическому объекту и отдельно по зонам: предельного насыщения, недонасыщения, смешанного притока и водонасыщенной.

Заключение можно представить в табличном и графическом виде.

При определении УЭС пластов применяется изорезистивная методика, палетки БКЗ, а также ИК. Интерпретация диаграмм метода ВИКИЗ будет производиться с помощью программного комплекса ВИКИЗ-ПЛЮС.

Пористость определится по данным АК и НКТ с учетом определения глинистости по диаграммам ПС и ГК. Интерпретацию проводят с использованием графиков зависимости изменения глинистости и пористости с глубиной, построенных по данным анализа керна для территории Западной Сибири. Определение параметра пористости P_{Π} проводится при помощи графиков зависимости изменения P_{Π} с увеличением K_{Π} , с учетом литологического типа пород.

Для расчета УЭС водоносных пластов ($\rho_{ВП} = P_{\Pi} \cdot \rho_{В}$) используются значения $\rho_{В}$, определенные по известной минерализации пластовых вод установленные в лабораторных условиях.

Коэффициент водонасыщения определяется по графику зависимости параметра насыщения $P_{Н}$ от коэффициента водонасыщения $K_{В}$, с учетом типа коллекторов.

Для определения характера насыщения используется график зависимости $\rho^{1..05}_{К/Р_{\Pi}}$ от $\rho^{1..05}_{\Pi}$ построенный для территории Нижневартовского нефтегазоносного района.

При интерпретации осуществляется сбор информации (параметров) для подсчета запасов нефти. Основным методом подсчета запасов является объемный метод. Запасы нефти подсчитываются по формуле:

$$Q_{из} = F * H_{ср} * K_{п} * K_{н} * \eta * \theta * \rho,$$

где: $Q_{из}$ – извлекаемые запасы нефти в т., приведенные к поверхностным условиям; F – площадь залежи в $м^3$; $H_{ср}$ – средняя нефтенасыщенная мощность в м; $K_{п}$ – средний коэффициент открытой пористости; $K_{н}$ – средний коэффициент нефтенасыщения; η – коэффициент извлечения нефти; θ – пересчетный коэффициент для перевода нефти из пластовых условий в поверхностные; ρ – средняя плотность нефти в поверхностных условиях в $т/м^3$.

При интерпретации материалов ГИС будут определены следующие основные параметры:

- эффективная мощность пласта;
- коэффициент пористости;
- коэффициент нефтенасыщения.

4. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Способы определения фильтрационно-емкостных свойств пород карбонатных и терригенных коллекторов

4.1. Характеристика терригенных и карбонатных коллекторов

Коллекторы – это горные породы, которые обладают способностью вмещать нефть, газ и воду и отдавать их при разработке.

По литологическому составу коллекторами нефти и газа являются терригенные, карбонатные, вулканогенно-осадочные и кремнистые породы.

Основные типы коллекторов – терригенные и карбонатные.

Терригенный коллектор – коллектор, который образуется в результате разрушения горной породы и дальнейшего накопления в седиментационном бассейне (песчаники, алевролиты разного состава, глинистости и характера цементирующих веществ). К терригенным коллекторам с межзерновой пористостью приурочена большая часть нефтегазовых залежей.

Карбонатный коллектор – коллектор, характеризующийся сложным характером пустотного пространства (известняки и доломиты). Поры, каверны и трещины обязаны своим появлением процессам осадконакопления и преобразованиями осадка и породы. Коллектора этого типа различаются на поровые, трещинные и кавернозные.

Терригенные коллекторы занимают первое место. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа. К примеру, в Западно-Сибирском бассейне, практически все запасы газа и нефти находятся в терригенных коллекторах.

Литологически терригенные коллекторы характеризуются гранулометрией – размером зерен.

Емкостно-фильтрационные свойства различны. Пористость составляет 15 – 20%, проницаемость – 0,1 – 0,01 (редко 1) мкм².

Свойства коллекторов определяются структурой порового пространства, межгранулярной пористостью. Глинистость ухудшает коллекторские свойства.

Карбонатные коллекторы занимают второе место. На них приходится доля 42% запасов нефти и 23% газа.

Карбонатные коллектора отличаются от терригенных:

- наличием, в основном, только двух основных породообразующих минерала – кальцита и доломита;
- фильтрацией нефти и газа, обусловленной, в основном, трещинами, кавернами.

Карбонатные коллекторы присутствуют на месторождениях бассейна Персидского залива, нефтегазоносных бассейнов США и Канады, в России: Прикаспийская нефтегазоносная провинция, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, Нюрольская впадина.

По строению коллекторы делятся на 3 типа – гранулярные, трещиноватые и смешанные.

Гранулярные коллекторы сложены песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов.

Трещиноватые коллекторы сложены преимущественно карбонатами, поровое пространство образуется системой трещин. Участки коллектора между трещинами представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые массивы (блоки) пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации.

Трещиноватые коллекторы смешанного типа встречаются чаще всего, поровое пространство включает как системы трещин, так и поровое пространство блоков, а также каверны и карст.

Геологические задачи, решаемые комплексом ГИС на разведочном этапе. На этапе разведки месторождения комплекс ГИС должен содержать методы необходимые для решения следующих задач: определение литологии пород; корреляции разрезов пробуренных скважин; выделения в разрезах скважин пластов-коллекторов; определения коэффициентов глинистости и пористости; определение характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности; определения эффективных нефтенасыщенных толщин; определения положения водонефтяного контакта (ВНК).

4.2. Методика определения фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов

Для карбонатных коллекторов рассмотрим методику определения ФЕС на примере Усинского месторождения, расположенного в Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции.

Карбонатные отложения верхнего девона фаменского яруса исследованы методами ГИС входящими в типовой комплекс ГИС, принятый на период бурения (с 1983 г.), согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» [5], включающий общие и детальные исследования.

Общие геофизические исследования выполнялись по всему стволу скважины и включали:

– стандартный каротаж потенциал-зондом А0.5М08.0N и градиент-зондом А4.0М0.5N с записью естественного электрического поля;

– кавернометрию и профилометрию (измерение двух взаимно перпендикулярных диаметров скважины); гамма-каротаж; резистивиметрию; термометрию.

Детальные исследования включают:

– электрические виды каротажа (стандартный каротаж потенциал-зондом А0.5М8.0N; замер потенциалов собственной поляризации; боковое каротажное зондирование последовательными градиент-зондами: А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А2.0М0.5N; А4.0М0.5N; А8.0М0.5N и обращенным градиент-зондом N0.5М2.0A; боковой каротаж; индукционный каротаж зондом 8И1.4 или 7И1.6; микрокаротаж – каротаж сопротивлений градиент-микрозондом А0.025М0.025N и потенциал-микрозондом А0.05М; боковой микрокаротаж; резистивиметрия);

– радиоактивный каротаж (гамма-каротаж; нейтронный гамма-каротаж);

– акустический каротаж;

– профиле- и кавернометрия;

– для изучения геометрии ствола скважин, кроме кавернометрии и профилометрии проводили инклинометрию (замеры через 25 м.).

В целом, указанные методы позволяют проводить расчленение разреза на стратиграфические комплексы, корреляцию, выделение коллекторов по пористости, определение коэффициентов пористости и нефтенасыщенности и, в ограниченных случаях, характера ожидаемого притока.

Методика и интерпретация данных ГИС. Обработка данных ГИС проведена в соответствии с «Методическими рекомендациями по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов» под редакцией Б.Ю. Венделиштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. Для количественного учета факторов, обусловленных влиянием условий проведения геофизических исследований в скважинах, глинистости, литологии использованы данные, которые приведены в «Методических указаниях по проведению нейтронного и гамма-каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений».

Обработка реализована с применением специальных программных комплексов «Solver» и «LogTools», разработанных НПО «Союзпромгеофизикой» и НПЦ «Тверьгеофизикой».

Модель коллектора. По данным анализа керна рассматриваемые отложения представлены в основном неглинистыми известняками, иногда доломитизированными.

Поэтому при определении пористости по данным ГИС можно принять за основу литологию известняка.

По послойному описанию стандартных образцов керна построено распределение типа пористости (рис. 4.2.1), из которого видно, что в разрезе преобладает межзерновая пористость и в незначительной степени представлена трещинно-кавернозная. Поэтому при определении пористости и нефтенасыщенности можно считать, что коллектора имеют межзерновую пористость.

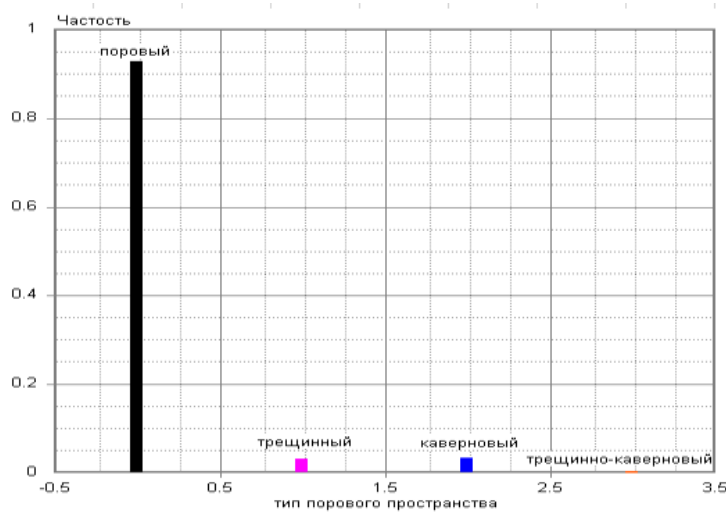


Рисунок 4.2.1 – Распределение типа пористости

По результатам испытаний скважин (Q , $K_{изв}$, $K_{н.отд}$) установлено граничное значение проницаемости для пластов-коллекторов. $K_{пр.гр}=1$ мД, что согласуется с отечественным и зарубежным опытом, который показывает, что граничные значения параметров для межзерновых гидрофильных нефтеносных коллекторов колеблются в пределах: $K_{пр.гр}=0,001 - 0,01$ мкм², т.е. $K_{пр.гр}=1 - 10$ мД.

Граничное значение пористости оценивалось по точке пересечения интегральных кривых распределения непроницаемых (менее 1 мД) и проницаемых (более 1 мД) образцов керна по пористости. Для выделения коллекторов по данным анализа керна принято граничное значение пористости $K_{п.гр} = 4\%$, которое соответствует граничному значению проницаемости $K_{пр.гр}=1$ мД.

Вертикальная и горизонтальная проницаемости существенно отличаются друг от друга. Горизонтальная может превышать вертикальную на 2 порядка. Это может обусловить анизотропию проницаемости. В такой ситуации уплотненные пласты за счет горизонтальной проницаемости могут быть коллекторами, а из-за отсутствия вертикальной проницаемости - непроницаемым разделом между основными пластами-коллекторами. Этим можно объяснить попластовое распределение подвижных углеводородов и воды в залежи.

По данным описания керна и по материалам фотографирования продольного среза керна в ультрафиолетовом освещении нефть в породах может быть распределена следующим образом:

- сплошь по порам или порам, кавернам и трещинам;
- эпизодически по порам, трещинам и кавернам;
- ниже уровня ВНК в пористых пластах отмечается сплошное и эпизодическое нефтенасыщение;
- уплотненные пласты-неколлекторы имеют или слабое рассеянное нефтенасыщение или полное отсутствие нефтенасыщенности.

Остаточная нефтенасыщенность (K_{HO}) определялась преимущественно на негерметизированных образцах. Диапазон изменения K_{HO} составляет от 5 до 25% (рис. 4.1.2). Остаточная водонасыщенность (K_{BO}) определялась методом капиллярметрии на цилиндрических образцах. K_{BO} изменяется в пределах от 15 до 80%. Высокая остаточная водонасыщенность приурочена, в основном, к коллекторам с вторичной пористостью. Это обусловлено наличием в таких коллекторах тонкопоровой непроницаемой матрицы, насыщенной остаточной водой.

В породах со смешанным типом эффективных пор, в которых остаточная вода достигает высоких значений, вопрос об отнесении пластов к коллекторам или неколлекторам может быть решен при наличии подвижной нефти в пласте. Наличие подвижной нефти устанавливается по соотношению текущей (K_H) и остаточной (K_{HO}) нефтенасыщенности. Для изучаемого разреза условно принимают максимальные значения K_{HO} равные 25%. Т.е. для пластов, выделенных по граничному значению пористости как коллекторы, к коллекторам следует относить те пласты, для которых соблюдается условие $K_H > K_{HO} = 25\%$.

Определение пористости коллекторов. Из методов пористости во всех скважинах Усинского месторождения проведены методы НГК и АК, поэтому для определения пористости был использован комплекс АК–НГК, а дополнительные методы пористости, проведенные на некоторых скважинах, применялись лишь как подтверждающие.

Определение пористости по АК: для определения пористости коллекторов по акустическому каротажу за основу принято уравнение среднего времени:

$$K_{\Pi} = (\Delta t_n - \Delta t_{TB}) / (\Delta t_3 - \Delta t_{TB}),$$

где Δt_{TB} – интервальное время в непористом и неглинистом минеральном скелете породы, Δt_3 – интервальное время в заполнителе (флюиде). Так как за основу принята литология – известняк, то $\Delta t_{TB} = \Delta t_{\text{Кальцит}} = 155 \text{ мкс/м}$.

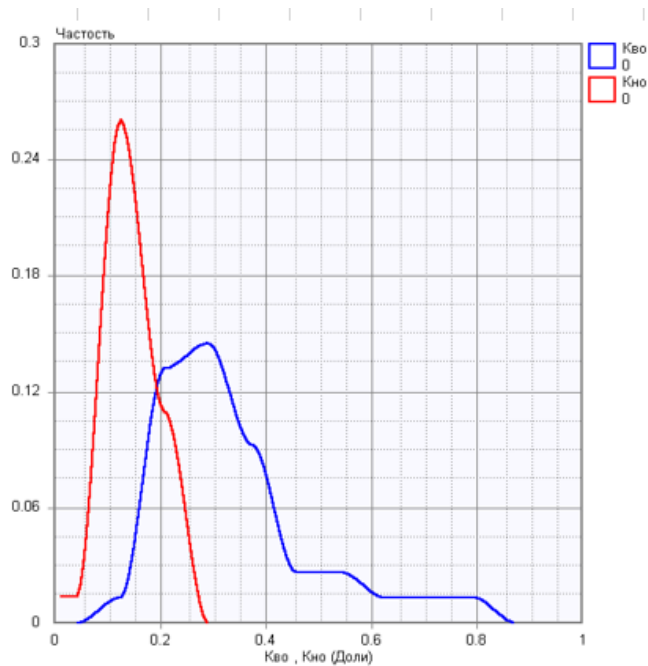


Рисунок 4.1.2 – Распределение остаточной нефти и остаточной воды. Красная линия – остаточная нефть ($K_{но}$), синяя линия – остаточная вода ($K_{во}$)

Поскольку минерализация пластовой воды составляет примерно 150 г/л, пластовые давления – 36 МПа, пластовая температура – 85°C, то при таких условиях интервальное время в заполнителе Δt_3 – 550 мкс/м.

Тогда зависимость между коэффициентом пористости ($K_{п}$) и интервальным временем (Δt) имеет вид:

$$K_{п} = (AK - 155) / (550 - 155)$$

На рис. 4.2.3 представлено сопоставление пористости, определенной на керне по пластопересечениям, с интервальным временем по данным акустического каротажа. Из рисунка следует, что уравнение среднего времени можно корректно использовать для определения пористости.

Для определения пористости коллекторов за основу принято выражение для известняка. Если по комплексу ГИС или по керну интерпретируемые пласты характеризовались как доломиты, то для определения $K_{п}$ использовалось следующее выражение:

$$K_{п} = (\Delta t_{п} - \Delta t_{\text{Доломит}}) / (\Delta t_3 - \Delta t_{\text{ТВ}}) = (AK - 143) / (550 - 143).$$

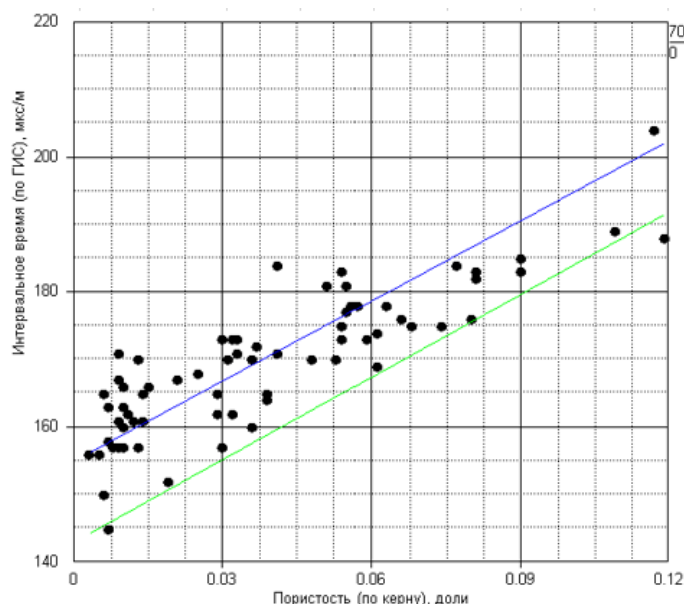


Рисунок 4.2.3 – Зависимость интервального времени по ГИС от пористости по керну. Синяя линия – график для известняков, зеленая линия – график для доломита

Для переходных разностей доломит-известняк в программу «Solver» включена подпрограмма для оценки пористости по комплексу АК-НГК с учетом выражений для известняка и доломита и поправок за литологию для НГК.

Определение пористости по НГК: оценка пористости по данным НГК для литологии известняк проводилась с использованием палеток, представляющих собой графическую связь между водородосодержанием (W) и калибровочными показаниями аппаратуры ДРСТ-3-90 и СРК-1.

По этой зависимости определяется кажущееся значение пористости, которое отличается от истинного значения вследствие различий реальных геолого-технических условий измерений и условий, принятых при построении палетки.

Переход производится путем внесения поправок:

- за изменение диаметра скважины,
- за характеристики промывочной жидкости (минерализацию и плотность),
- за толщину глинистой корки,
- за температуру и давление по соответствующим палеткам.

Так как разрез характеризуется очень низкой глинистостью, то поправка за глинистость не вносилась.

Выделение коллекторов. Так как рассматриваемый разрез представлен коллекторами с различным типом пустотного пространства, то прямые качественные признаки для выделения коллекторов работают не по всей части разреза. Поэтому для выделения коллекторов использовались количественные критерии.

Выделение коллекторов в разрезе проводилось по граничному значению пористости ($K_p > K_{пгр} = 4\%$). $K_{пгр}$ является одним из основных количественных критериев. К коллекторам относились пласты с пористостью более 4%. Однако не все пласты с пористостью более 4% являются коллекторами, поэтому из вышеназванных пластов, отнесенных к пластам-коллекторам, исключались пласты с коэффициентом водонасыщенности более 75%, или с коэффициентом нефтенасыщенности менее 25% (отсутствие подвижной нефти).

В большинстве выделенных коллекторов присутствуют и качественные признаки:

- сужение диаметра скважины за счет образования глинистой корки;
- низкие показания на диаграммах микрокаротажа и превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда;
- наличие радиального градиента сопротивления (БКЗ);
- повышенные показания на кривой АК;
- пониженные показания на кривой НГК, что свидетельствует о преимущественно гранулярном типе емкости пустотного пространства коллекторов.

Результаты выделения и оценки коллекторов представлены в таблице 4.2.1.

Для выделения карбонатных коллекторов целесообразно применять радиоактивный каротаж, так как в карбонатных породах небольшое водородосодержание. Для уточнения насыщения коллектора используют электрические методы.

Определение удельного электрического сопротивления пласта. Удельное электрическое сопротивление определялось по всем методам электрометрии, имеющемуся в составе комплекса ГИС по каждой скважине согласно общепринятым методикам обработки ЭК в соответствии с методическими указаниями по обработке данных электрометрии с использованием программного обеспечения «Solver» и «LogTools». В данные методов были введены необходимые поправки за диаметр скважины, за скин-эффект, за влияние ограниченной толщины пласта.

Проведенные статистические исследования по данному месторождению показали, что в рассматриваемом разрезе пласты-коллекторы характеризуются удельными электрическими сопротивлениями до 100 Ом*м. Поэтому для оценки характера насыщенности за основу принято сопротивление по индукционному каротажу, применение которого апробировано на всех площадях Тимано-Печерской провинции.

В данной работе непосредственно по скважине №30 в пластах мощностью более 4 м было проведено определение УЭС по БКЗ и ИК. Сопоставление полученных УЭС (табл. 4.2.2) показало, что в пластах-неколлекторах УЭС по ИК занижены по сравнению с УЭС по БКЗ, в то время как в пластах-коллекторах значения УЭС по БКЗ и ИК аналогичны, что позволяет использовать для определения УЭС в пластах-коллекторах данные ИК.

Определение коэффициента нефтенасыщенности. Определение коэффициентов насыщения проводилось по зависимостям $R_H(K_B)$ и $R_H(K_H)$ полученным на керне.

Параметр пористости R_H был рассчитан по образцам керна, исследованным при условиях, моделирующих пластовые, с пористостью более 4%, которые отнесены по граничному значению пористости к коллекторам порового типа. Полученная связь имеет вид: $R_H=1/K_H^{19}$.

Параметр насыщения R_H , определенный на образцах керна с остаточной водой, моделированной методом капиллярметрии, позволяет установить следующую связь: $R_H=1/K_H^{16}$.

На основе имеющихся лабораторных анализов проб воды, отобранных при испытании пластов в открытом стволе, в колонне и пробоотборниками на кабеле установлено, что минерализация пластовой воды примерно составляет 150 г/л, что в пересчете на сопротивление дает 0,022 Ом*м.

Таким образом выражение для расчёта коэффициента водонасыщенности имеет вид:

$$K_B=(a_n R_H \rho_B/\rho_H)^{1/n}=(1 * (1,1/K_H^{1,9})*0,022/\rho_{H(ИК)})^{1/1,6},$$

где R_H – параметр пористости, ρ_B – сопротивление пластовой воды, ρ_H – сопротивление пласта, $\rho_{H(ИК)}$ – сопротивление пласта по данным ИК, a_n – структурный коэффициент (в данном случае принят равным 1).

Коэффициент нефтенасыщенности пласта (K_H) определялся по выражению: $K_H=1-K_B$.

Определение характера насыщения пластов. Одна из основных задач обработки материалов ГИС состоит в определении характера притока из пласта.

В отчете по подсчету запасов данного месторождения по данным испытаний были установлены положения $ВНК_1$, соответствующее кровле зоны недонасыщения и $ВНК_2$, соответствующее зеркалу чистой воды. Пласты расположенные выше $ВНК_1$ были отнесены к нефтенасыщенным, расположенные ниже $ВНК_2$ к водонасыщенным, а пласты, расположенные в зоне недонасыщения, характеризованы как нефть+вода.

Таблица 4.2.1 – Результаты обработки материалов ГИС. Нижнефаменские отложения Усинского месторождения. Скважина №30

Пачки	№ пп	Интервал коллектора, м				Эфф.толщины		Диаметр	Исходные ГИС			УЭС		Пористость			Принятые значения					
		в относит. глубинах		в абс. глубинах		в отн. гл.	в абс. гл.		ГК	АК	Лгк	БК	ИК	КпАК	КпНГК	Кп керн	Кп	Кн	Кв			
		кровля	подошва	кровля	подошва	м	м		мм	мкр/час	мкс/м	у.е.	Омм	Омм	%	%	%	%	%	%		
"Б"	1	3408,7	3410,3	-3299,5	-3301,1	1,6	1,6	219	1,35	178,1	3,85	130,5	64,2	5,8	5,8	5,7	5,9	78,9				
	2	3411	3412,5	-3301,8	-3303,3	1,5	1,5	219	1,46	181,5	3,73	83,4	46,9	6,7	6,2	3,1	6,4	77,1				
	3	3412,5	3413,3	-3303,3	-3304,1	0,8	0,8	216	1,37	172,3	4,09	98,4	51,9	4,4	5,3		4,7	68,8				
	4	3413,3	3413,7	-3304,1	-3304,5	0,4	0,4	216	1,31	176,6	3,90	81,6	53,3	5,5	5,7		5,6	74,8				
	5	3414,9	3415,5	-3305,7	-3306,3	0,6	0,6	223	1,08	172,8	4,24	160,4	69,7	4,5	4,4	3,2	4,4	71,0				
	6	3415,8	3416,6	-3306,6	-3307,4	0,8	0,8	217	0,86	184,1	3,88	78,4	66,7	7,4	5,8	2,8	6,6	82,4				
	7	3417,1	3417,5	-3307,9	-3308,3	0,4	0,4	220	0,85	176,2	3,73	85,9	61,9	5,4	6,1		5,7	78,2				
	8	3418,6	3419,2	-3309,4	-3310,0	0,6	0,6	221	1,50	175,6	4,02	106,3	62,7	5,2	4,9		5,2	75,3				
	9	3420,1	3420,6	-3310,9	-3311,4	0,5	0,5	222	1,11	180,2	4,06	120,7	61,0	6,4	4,9	7,4	5,5	76,7				
	10	3423,5	3424,5	-3314,3	-3315,3	1,0	1,0	215	1,16	173,0	4,30	87,7	46,3	4,6	4,4	4,9	4,4	65,4				
Итого нефтенасыщенных:						8,2	8,2	Средневзвешенные:										5,5	75,7			
"А"	11	3427,8	3429,6	-3318,6	-3320,4	1,8	1,8	215	1,35	174,7	3,67	71,2	30,7	5,0	6,7	6,8	5,8	65,8				
	12	3429,6	3432,3	-3320,4	-3323,1	2,7	2,7	215	2,31	185,2	3,58	53,7	30,2	7,6	7,1	7,5	7,3	74,1				
	13	3433,5	3434,7	-3324,3	-3325,5	1,2	1,2	213	2,30	177,5	3,81	89,8	35,4	5,7	5,9	5,2	5,7	69,0				
	14	3435,8	3436,9	-3326,6	-3327,7	1,1	1,1	218	1,88	185,1	4,01	64,4	24,7	7,6	5,6		6,9	67,2				
	15	3437,6	3438,5	-3328,4	-3329,3	0,9	0,9	215	1,35	185,0	3,52	60,9	17,0	7,6	7,3	8,6	7,5	63,9				
	16	3438,5	3438,8	-3329,3	-3329,6	0,3	0,3	214	1,04	178,1	3,70	56,3	15,5	5,9	6,4	8,4	6,3	53,1				
	17	3438,8	3439,3	-3329,6	-3330,1	0,5	0,5	215	1,18	182,3	3,70	51,2	14,4	6,9	6,4	7,4	6,8	54,7				
	18	3439,3	3440,1	-3330,1	-3330,9	0,8	0,8	215	1,14	177,1	3,59	36,3	14,6	5,6	6,6	6,8	6,1	49,2				
	19	3440,1	3441,1	-3330,9	-3331,9	1,0	1,0	214	0,93	185,0	3,19	43,5	15,3	7,6	8,7	8,6	8,2	66,0				
	20	3442	3442,7	-3332,8	-3333,5	0,7	0,7	212	0,94	182,6	3,52	29,0	18,1	7,0	6,8	7,8	7,1	62,7				
	21	3444,3	3445,1	-3335,1	-3335,9	0,8	0,8	214	1,09	204,3	3,26	18,4	23,1	12,5	8,5	8,3	10,5	80,0				
Итого нефть+вода:						11,8	11,8	Средневзвешенные:										7,0	67,6			
"А0"	22	3449	3449,9	-3339,8	-3340,7	0,9	0,9	216	1,02	172,7	4,01	41,0	21,3	4,5	5,2		4,9		54,1			
	23	3449,9	3451,3	-3340,7	-3342,1	1,4	1,4	217	1,04	194,9	3,00	40,6	18,0	10,1	10,0		10,1		24,3			
	24	3452,3	3453,2	-3343,1	-3344,0	0,9	0,9	217	0,84	188,1	3,54	44,6	17,9	8,4	7,1	2,3	7,7		33,5			
	25	3454,8	3455,4	-3345,6	-3346,2	0,6	0,6	217	0,89	178,3	3,41	45,7	20,6	5,9	7,6		6,8		36,0			
	26	3456,2	3457,2	-3347,0	-3348,0	1,0	1,0	214	0,92	188,5	3,24	58,3	23,0	8,5	8,5		8,4		26,1			
	27	3458,5	3459,5	-3349,3	-3350,3	1,0	1,0	212	1,19	186,2	3,54	34,1	27,5	7,9	7,2	7,4	7,5		26,8			
Итого водонасыщенных:						5,8	5,8															
Итого по скважине:						25,8	25,8	Средневзвешенные:										6,4	70,4			

Таблица 4.2.2 – сопоставление УЭС, определенного по БКЗ и ИК по скважине № 30

Номер пласта	Кровля (м)	Подошва (м)	Мощность (м)	УЭС пл. по ИК (413А) (Ом*м)	УЭС пл. по БКЗ (Ом*м)	УЭС з.п. по БКЗ (Ом*м)	D/d по БКЗ
2	3342.8	3347.2	4.4	53.7	53.51	4	1
3	3357.2	3371.4	14.2	134.7	199.8	4	1
4	3376.8	3384	7.2	179.8	246.8	4	1
5	3389.8	3398.8	9	70.1	75.88	4	1
6	3398.8	3405.2	6.4	155.2	155.6	4	1
7	3407.8	3414.2	6.4	39.6	36.3	238.6	3.14
8	3417	3422.8	5.8	66.7	66.34	4	1
9	3427.4	3434.8	7.4	25.7	25.31	185.9	2.53
10	3435.4	3440.8	5.4	15	14.8	181.8	3
11	3444.8	3449	4.2	34	35.33	4	1
12	3451	3458	7	17.8	17.03	121.9	3.26

4.3. Методика определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов

Для терригенных коллекторов рассмотрим методику определения ФЕС на примере Чехлонейского месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе. Терригенные отложения Чехлонейского месторождения сложены толщей мезозойско-кайнозойских пород палеозойского возраста.

Для общих исследований геологических разрезов по всему стволу скважин проведен комплекс ГИС, в который входят: стандартный каротаж, индукционный каротаж, радиоактивный каротаж, профилометрия, инклинометрия, кавернометрия.

Детальные исследования геологического разреза скважин проводятся в интервале продуктивных пластов.

В детальный комплекс ГИС входят: стандартный каротаж (двухметровый градиент-зонд, потенциал-зонд и ПС), индукционный каротаж, боковое каротажное зондирование, боковой микрокаротаж и микрокавернометрия, боковой каротаж, гамма-каротаж, нейтронный каротаж, акустический каротаж, кавернометрия.

Основные геофизические параметры приведены в соответствии с информационным пакетом, приобретенным ОАО «Тюменнефтегаз», выполненным Центром рационального недропользования ХМАО.

Модель коллектора:

На Чехлонейском месторождении залежи нефти обнаружены в отложениях пластов ЮВ₁¹, Ач₁ и БВ₁₀¹ в районе скважины 632Р.

По керну породы пласта БВ₁₀ представлены песчаниками с прослоями алевроита и глин. Песчаник серый, мелкозернистый, от алевроитистого до алевроитового.

По керну (скв. 4401) пласт Ач₁ представлен неравномерным переслаиванием алевролита, аргиллита и песчаников.

Тип разреза отложений пласта ЮВ₁ – трансгрессивный, с ухудшением коллекторских свойств вверх по разрезу. По керну пласт представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов.

Выделение коллекторов. Коллекторы на месторождении выделяются по прямым качественным признакам, обусловленным проникновением фильтрата глинистого раствора в пласты коллекторы и формированием во времени возникающей при этом зоны проникновения. Определение относительной амплитуды ПС осуществлялось стандартным методом. Оцениваемый прослой относится к коллектору при значении $\alpha_{\text{пс}} \geq 0,4$. Опорный пласт выбирался в каждой группе пластов БВ₁₀, Ач₁, ЮВ₁¹ – отдельно. При необходимости рассчитывался по формуле $\Delta U_{\text{пс}}^{\text{max}} = -70 \lg \rho_{\text{ф}}/\rho_{\text{в}}$ с учетом пластовых условий.

Терригенные коллекторы отчетливо прослеживаются по кривым ПС.

Определение удельного электрического сопротивления. Определение характера насыщения коллекторов и количественная оценка коэффициента их нефтенасыщенности основаны на определении удельного электрического сопротивления пород.

Характер насыщения оценивается исходя из критических удельных сопротивлений, выше которых при испытании будут получены безводные притоки нефти. На Чехлонейском месторождении критическое значение удельного электрического сопротивления условно принято равным 5,5 – 6,0 Ом*м для всех пластов.

Принятые критические сопротивления использовались также для определения водонефтяного контакта. Водонефтяной контакт отбивается по кривым кажущихся сопротивлений малых зондов (АО = 0,45 м и АО = 1,05 м), потенциал зонда, бокового и индукционного каротажа наличием превышений показаний против нефтеносных интервалов по сравнению с водонасыщенными при равнозначных амплитудах ПС.

Для пласта БВ₁₀ водонефтяной контакт установлен в скважинах 631, 4402, 4405 на отметках 2215 – 2217 м.

Определение коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости. Так как на данном месторождении керновых данных недостаточно для определения пористости коллекторов, использовались методы ГИС, оценивающие изменение емкостных свойств пород: ПС и акустический каротаж.

Для определения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости были использованы петрофизические зависимости близлежащего Ермаковского месторождения (пласты БВ₁₀, ЮВ₁) и Средне-Балыкского месторождения (Ачимовская толща).

Для пласта БВ₁₀:

$$\lg K_B = -0,791 \cdot \lg P_H + 1,997$$

$$K_{\Pi} = 14,3 \cdot \alpha_{\text{ПС}} + 12,6$$

$$\lg K_{\text{ПР}} = 4,66 \cdot \alpha_{\text{ПС}} - 1,86 \text{ (при } \alpha_{\text{ПС}} < 0,7)$$

$$\lg K_{\text{ПР}} = 2,59 \cdot \alpha_{\text{ПС}} - 0,41 \text{ (при } \alpha_{\text{ПС}} > 0,7)$$

Для ачимовских отложений:

$$\lg P_{\Pi} = -1,597 \cdot \lg K_{\Pi} + 3,278$$

$$\lg K_B = -0,789 \cdot \lg P_H + 1,953$$

$$\lg K_{\text{ПР}} = 4,5 \cdot \alpha_{\text{ПС}} - 2,02$$

Для юрских отложений:

$$\lg K_B = -0,783 \cdot \lg P_H + 1,916$$

$$K_{\Pi} = 12,4 \cdot \alpha_{\text{ПС}} + 6,9$$

$$\lg K_{\text{ПР}} = 6,82 \cdot \alpha_{\text{ПС}}^3 - 1,64$$

Характеристика пластов-коллекторов по геофизическим данным приведена в табл.

4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Заключение ГИС по скважинам 631Р и 632Р Чехлонейского месторождения

Скв.	Пласт	Глуб. кровли (м)	Глуб. подошвы (м)	Абс.отм. кровли (м)	Абс.отм. подошвы (м)	Характер насыще- ния	Альфа ПС	Уд. сопр.	Козф. порис.	Козф. прон.	Козф. н-нас.	hэф,м	hнн, м	Σhэф	Σhннас
631Р	БВ ₁₀	2252,0	2263,6	2208,5	2220,1										
		2252,0	2253,6	2208,5	2210,1	Нефть	0,4	9,6	16,6	2	53	1,6	1,6		
		2255,6	2258,8	2212,1	2215,3	Нефть	0,67	9	19,9	43	59,5	3,2	3,2		
		2258,8	2260,0	2215,3	2216,5	Вода	0,51	6,5	18	8	0	1,2	0		
		2261,6	2263,6	2218,1	2220,1	Вода	0,63	5,2	19,4	28	0	2	0	9,2	6
631Р	Ач	2383,2	2398,4	2339,7	2354,9										
		2383,2	2385,6	2339,7	2342,1	Вода	0,63	10,5	18	23	0	2,4	0		
		2386,0	2388,0	2342,5	2344,5	Вода	0,4	10,5	15,6	2	0	2	0		
		2392,8	2394,0	2349,3	2350,5	Вода	0,5	12	16,7	6	57,9	1,2	0		
		2394,8	2398,4	2351,3	2354,9	Вода	0,67	8	18,5	35	0	3,6	0	11,2	0
631Р	ЮВ ₁ ¹	2493,6	2508,4	2450,1	2464,9										
		2493,6	2495,2	2450,1	2451,7	Вода	0,67	3,8	-	3	0	1,6	0		
		2495,6	2496,8	2452,1	2453,3	Вода	0,6	3,8	-	2	0	1,2	0		
		2498,0	2506,0	2454,5	2462,5	Вода	-	-	-	-	0	8	0		
		2507,2	2508,4	2463,7	2464,9	Вода	-	-	-	-	0	1,2	0	12	0
632Р	БВ ₁₀	2241,0	2253,8	2196,5	2209,3										
		2241,0	2242,8	2196,5	2198,3	Нефть	0,57	7,5	18,7	14	52,3	1,8	1,8		
		2243,2	2246,8	2198,7	2202,3	Нефть	0,66	8	19,8	38	56,6	3,6	3,6		
		2247,6	2250,0	2203,1	2205,5	Нефть	0,6	9	19,1	20	57,7	2,4	2,4		
		2252,0	2253,8	2207,5	2209,3	Нефть	0,49	8,2	17,7	6	52,1	1,8	1,8	9,6	9,6
632Р	Ач	2386,0	2402,0	2341,5	2357,5										
		2387,0	2388,0	2342,5	2343,5	Нефть	0,52	10,4	16,9	7	55,5	1	1		
		2390,0	2391,2	2345,5	2346,7	Нефть	0,55	10,4	17,2	10	56,3	1,2	1,2		
		2391,6	2393,2	2347,1	2348,7	Нефть	0,49	11	16,5	5	55,8	1,6	1,6		
		2394,4	2395,8	2349,9	2351,3	Нефть	0,6	11	17,7	16	58,8	1,4	1,4		
		2398,4	2399,4	2353,9	2354,9	Нефть	0,61	10,4	17,8	18	57,9	1	1		
632Р	1ЮВ ₁	2473,6	2484,8	2429,1	2440,3										
		2473,6	2474,4	2429,1	2429,9	Нефть	0,61	7	14,5	2	44,8	0,8	0,8		
		2475,6	2479,2	2431,1	2434,7	Нефть	0,91	6,9	18,2	34	56,1	3,6	3,6		
		2479,2	2480,0	2434,7	2435,5	Нефть	0,79	6,9	16,7	8	52	0,8	0,8		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

Чехлонейское месторождение открыто в 1988 году первой поисковой скважиной 632Р, при испытании которой выявлены залежи нефти в терригенных отложениях неокома (пласты БВ₁₀¹, Ач₁) и юры (пласт ЮВ₁¹).

Исходя из анализа результатов работ прошлых лет и физико-геологической модели проектируемых скважин, был разработан комплекс методов геофизических исследований (стандартный ЭК, ВИКИЗ, РК, Инкл., Кав., МКав., БКЗ, МКЗ, БК, МБК, ННК, АК).

Выполненная проектная работа позволит уточнить контур нефтеносности.

Составленный проект геофизических исследований скважин предоставит о южном куполе Чехлонейского месторождения новую информацию, которая совместно с результатами работ прошлых лет даст возможность в будущем наиболее эффективно разрабатывать месторождение.

Список использованных источников:

1. Проект пробной эксплуатации Чехлонейского месторождения, рук. Янин А.Н, Тюмень, 1999 г.
2. А. П. Телков, С. И. Грачёв, Т. Л. Краснова, С. К. Сохошко. Особенности разработки нефтегазовых месторождений; ч.1 стр. 177-180. г. Тюмень, 2000 г.
3. А. П. Телков, С. И. Грачёв, И. Б. Дубков, Т. Л. Краснова, С. К. Сохошко. Особенности разработки нефтегазовых месторождений; ч.2 стр. 19-32. г. Тюмень, 2001 г.
4. С.С. Итенберг. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Москва, «Недра», 1987г.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Минэнерго России, 2001г.

Нормативные документы:

6. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
7. ГОСТ 12.1.019-2009. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
8. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
9. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
10. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
13. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
14. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
15. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
17. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
18. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
19. ГОСТ 22.0.06-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники природных

- чрезвычайных ситуаций. Поражающие факторы. Номенклатура параметров поражающих воздействий.
20. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.
 21. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
 22. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.
 23. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
 24. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009).
 25. СП 2.6.1.2612-10. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010).
 26. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
 27. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
 28. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
 29. ПУЭ. Правила устройства электроустановок.
 30. ПБ 03-576-0.3 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
 31. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин.
 32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 92.
 33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
 34. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168/1/.
 35. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.
 36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 297.
 37. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015)
// Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 301.

38. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ 69 (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 302.
39. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 372.

Сводный разрез Чехлонейского месторождения

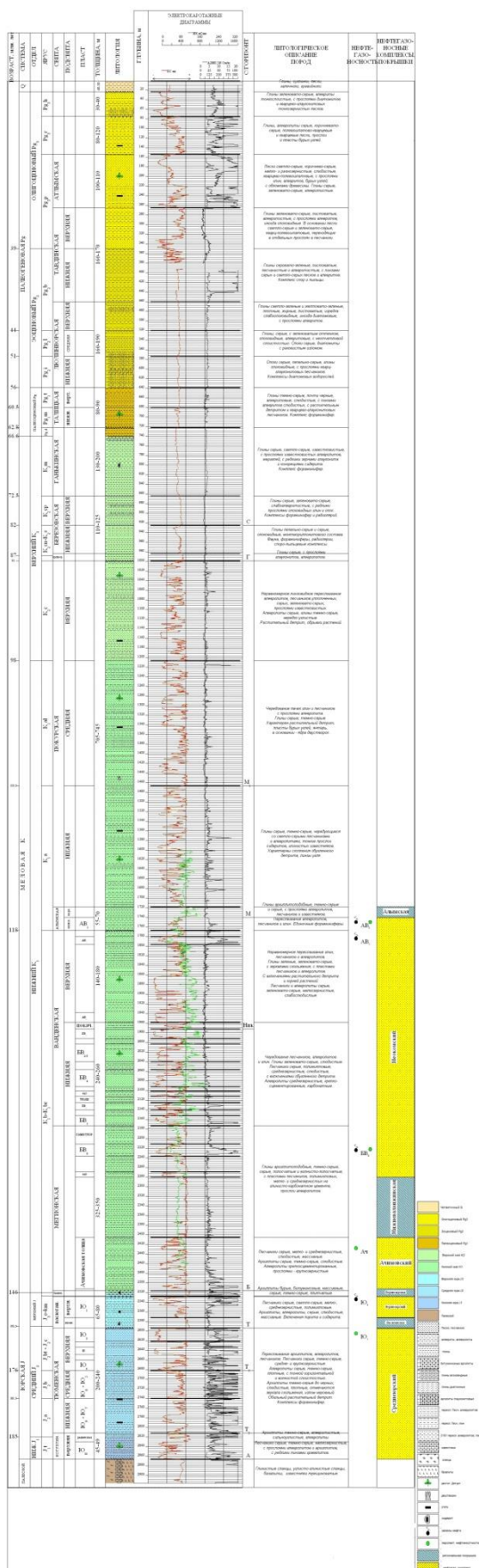


Схема геологического разреза по линии скважин 4421 – 4405 Чехлонейского месторождения



Приложение 3

Разрез по скважинам 27 – 26 – 4 – 29 – 6 Чехлонейского месторождения

