

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(СПбГУ)
Институт наук о Земле

Марисова Виктория Вадимовна

Выпускная квалификационная работа

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТАЛИНСКАЯ ПЛОЩАДЬ) ПО ДАННЫМ
КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА**

Основная образовательная программа бакалавриата

«Нефтегазовое дело»

«К ЗАЩИТЕ»

Научный руководитель:
к.г.-м.н., доц. Сараев А.К.

« ___ » _____ 2021

Рецензент: Гомонов А.А.

Санкт-Петербург

2021

АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматривается применение методов геофизических исследований скважин на примере Талинской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. С помощью исходных каротажных данных и петрофизических зависимостей в двух скважинах были выделены интервалы пород-коллекторов, определены коэффициенты пористости, проницаемости, глинистости, а также характер насыщения для пластов шеркалинской свиты – ЮК₁₀ и ЮК₁₁. Интерпретация была выполнена в программном комплексе Techlog.

Объем работы составляет 62 страницы, в нее включены 34 рисунка, 6 таблиц и 2 Приложения. Содержание представлено 4 главами, было использовано 12 источников литературы.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, породы-коллекторы, параметры пород-коллекторов, петрофизическое исследование керна.

ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	9
1.1 Общая характеристика Красноленинского месторождения.....	9
1.2 Основные этапы геолого-геофизических работ на Талинской площади	11
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Талинской площади.....	13
1.4 Нефтегазоносность Талинской площади и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.....	18
2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ	19
2.1 Стандартный электрический каротаж.....	20
2.1.1 Каротаж потенциалов собственной поляризации.....	20
2.1.2 Каротаж сопротивлений	22
2.2 Боковое каротажное зондирование	26
2.3 Боковой каротаж.....	27
2.4 Микрокаротаж	29
2.5 Индукционный каротаж	30
2.6 Ядерно-геофизический каротаж	31
2.6.1. Гамма-каротаж	31
2.6.2. Плотностной гамма-гамма каротаж	33
2.6.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам	36
2.7 Акустический каротаж.....	38
2.8 Кавернометрия.....	40
3. МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ	43
3.1 Выделение коллекторов	43
3.2 Определение глинистости	44
3.3 Определение пористости.....	45

3.3.1	Определение пористости по данным ПС.....	46
3.3.2	Определение пористости по данным ГГК-П.....	46
3.3.3	Определение пористости по данным АК.....	47
3.3.4	Определение пористости по данным ННК-Т.....	47
3.4	Определение коэффициента проницаемости	48
3.5	Определение коэффициента водо- и нефтенасыщенности.....	49
4.	РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	50
4.1	Исходные данные и программа обработки.....	50
4.2	Выделение коллекторов	53
4.3	Определение глинистости	53
4.4	Определение пористости.....	54
4.5	Определение проницаемости	55
4.6	Определение коэффициента водо-, нефтенасыщенности и характера насыщения.....	55
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	59

СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж
ГИНР – гамма-излучение неупругого рассеяния
ГИРЗ – гамма-излучение радиационного захвата
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж; генераторная катушка зонда ИК
ИК – индукционный каротаж
КВ – кавернометрия
КС – каротаж сопротивлений
ЛУ – лицензионный участок
МГЗ – микроградиент-зонд
МКЗ – микрозондирование
МПЗ – микропотенциал-зонд
ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ПК – приемная катушка зонда ИК
ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
УЭС – удельное электрическое сопротивление
ФЭУ – фотоэлектронный умножитель
ХМАО – Ханты-Мансийский Автономный округ
ЭДС – электродвижущая сила
 D – коэффициент диффузии нейтронов
 $D_{зп}$ – диаметр зоны проникновения бурового раствора
 d_c – диаметр скважины
 E – энергия нейтрона; напряженность электрического поля
 E_γ – энергия гамма-квантов
 h – мощность пласта горных пород
 $I_{гл}$ – интенсивность гамма-излучения опорных пластов глин
 $I_{п}$ – интенсивность гамма-излучения опорных пластов песчаников
 I_γ – двойной разностный параметр
 K_b – коэффициент водонасыщенности
 K_n – коэффициент остаточной нефтенасыщенности

K_{Π} – коэффициент общей и открытой пористости
 $K_{\Pi o}$ – коэффициент открытой пористости
 $K_{\Pi \text{закр}}$ – коэффициент закрытой пористости
 $K_{\Pi \text{дин}}$ – коэффициент динамической пористости
 $K_{\Pi \text{эфф}}$ – коэффициент эффективной пористости
 $K_{\Pi p}$ – коэффициент проницаемости
 $K_{\Pi N}$ – нейтронная пористость по данным каротажа ННК-Т
 $K_{\Pi N \text{ск}}$ – нейтронная пористость матрицы
 $K_{\Pi N \text{ув}}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородным флюидом
 $K_{\Pi N \text{ф}}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора
 $K_{\Pi N \text{sh}}$ – нейтронная пористость глин
 P_{Π} – параметр пористости
 $P_{\text{н}}$ – параметр насыщенности
 $t_{\text{уд}}$ – удельное время пробега продольной волны (интервальное время, также обозначается Δt , Dt или ΔT)
 U – потенциал электрического поля
 $V_{\text{гл}}$ – объем глинистых частиц в породе
 $V_{\text{гп}}$ – объем породы
 $V_{\text{тв}}$ – объем твердой фазы породы
 V_p – скорость продольных волн
 V_{sh} – коэффициент объемной глинистости
 Z – порядковый номер химического элемента
 $Z_{\text{эф}}$ – эффективный атомный номер
 $\alpha_{\text{пс}}$ – коэффициент альфа-ПС
 $\Delta t_{\text{ж}}$ – время пробега упругой волны для жидкости в поровом пространстве породы.
 $\Delta t_{\text{м}}$ – время пробега упругой волны для минерального скелета
 δ – плотность вещества
 $\delta_{\text{ж}}$ – плотность флюида в порах прискважинной зоны
 $\delta_{\text{м}}$ – плотность минерального скелета породы
 δ_{Π} – объемная плотность пород минерального скелета
 ρ – истинное удельное электрическое сопротивление среды
 $\rho_{\text{в}}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды
 $\rho_{\text{вп}}$ – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта
 $\rho_{\text{зп}}$ – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения бурового раствора

ρ_k – кажущееся удельное электрическое сопротивление пород

ρ_n – истинное удельное электрическое сопротивление пласта

ρ_f – удельное электрическое сопротивление фильтрата бурового раствора

σ – удельная электропроводность горных пород; сечение комптоновского рассеяния; вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами атомов

ВВЕДЕНИЕ

Методы геофизических исследований скважин (ГИС) или каротажа имеют широкое применение в нефтяной геологии. Скважины на месторождениях нефти и газа бурят в основном без керна, и для решения задач выделения коллекторов и оценки их параметров широко применяются методы каротажа, а для интерпретации данных ГИС используются данные лабораторной петрофизики. В связи с этим данный комплекс работ является крайне актуальным.

В работе рассматривается применение данных каротажа на месторождении нефти и газа на примере Талинской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. С этими объектами связана добыча углеводородов в Западной Сибири.

Нефтегазоносность Талинской площади Красноленинского месторождения связана с меловыми и юрскими отложениями, а также с корой выветривания доюрского возраста. Месторождение введено в разработку в 80-х годах прошлого века.

С пластами ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинской свиты на Талинской площади связаны самые высокопродуктивные залежи нефти, которые представлены песчано-гравийными отложениями. Залежи относятся к шнурковому, стратиграфически экранированному и литологически ограниченному типам.

Цель работы: изучить возможности и методики применения каротажа для выделения коллекторов и оценки их параметров на Талинской площади Красноленинского месторождения

Задачи работы:

- изучить физико-геологические особенности Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения и Талинской площади;
- рассмотреть основы методик каротажа, применяемых для выделения продуктивных коллекторов и оценки их параметров;
- выполнить обработку данных каротажа в программном комплексе Techlog с использованием петрофизических зависимостей, полученных по лабораторным измерениям керна;
- сравнить результаты определения параметров коллекторов по каротажу и керну.

Данная работа подготовлена при поддержке Ресурсного центра «Геомодель» Научного парка СПбГУ.

1. ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

1.1 Общая характеристика Красноленинского месторождения

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [5].

Красноленинское месторождение включает в себя Талинскую, Ем-Еговскую, Пальяновскую, Каменную, Ингинскую, Восточно-Ингинскую, Сосново-Мысскую, Лебяжью и ряд других площадей. Поисково-разведочными работами 1975-1982 гг. доказана необходимость объединения всех выявленных в отложениях тюменской свиты залежей нефти в единое Красноленинское месторождение (рис. 1.1).

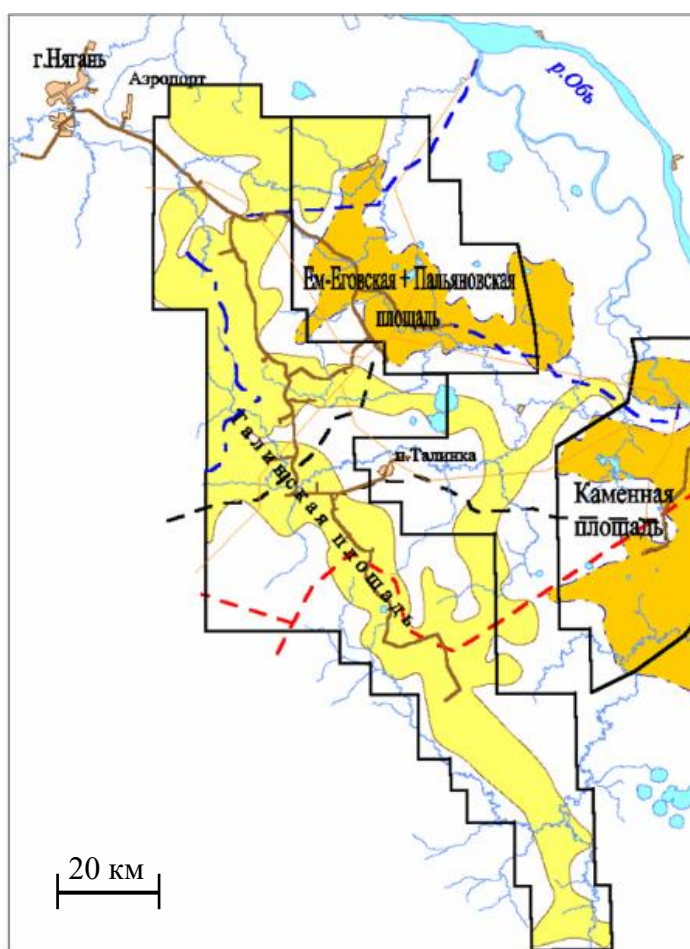


Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ [4].

В географическом отношении Красноленинский нефтегазоносный район расположен в западной части Западно-Сибирской низменности (рис. 1.2), на левом берегу реки Оби и представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким долинно-балочным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 33-206 м. Гидрографическая сеть представлена множеством притоков и мелкими реками Ендырь, Хугот, Тал, которые относятся к бассейну реки Обь. Заболоченные участки на площади работ сравнительно широко развиты в юго-восточной и южной частях и являются большим препятствием при перемещении буровых станков и передвижении транспорта в весенне-осенний период.

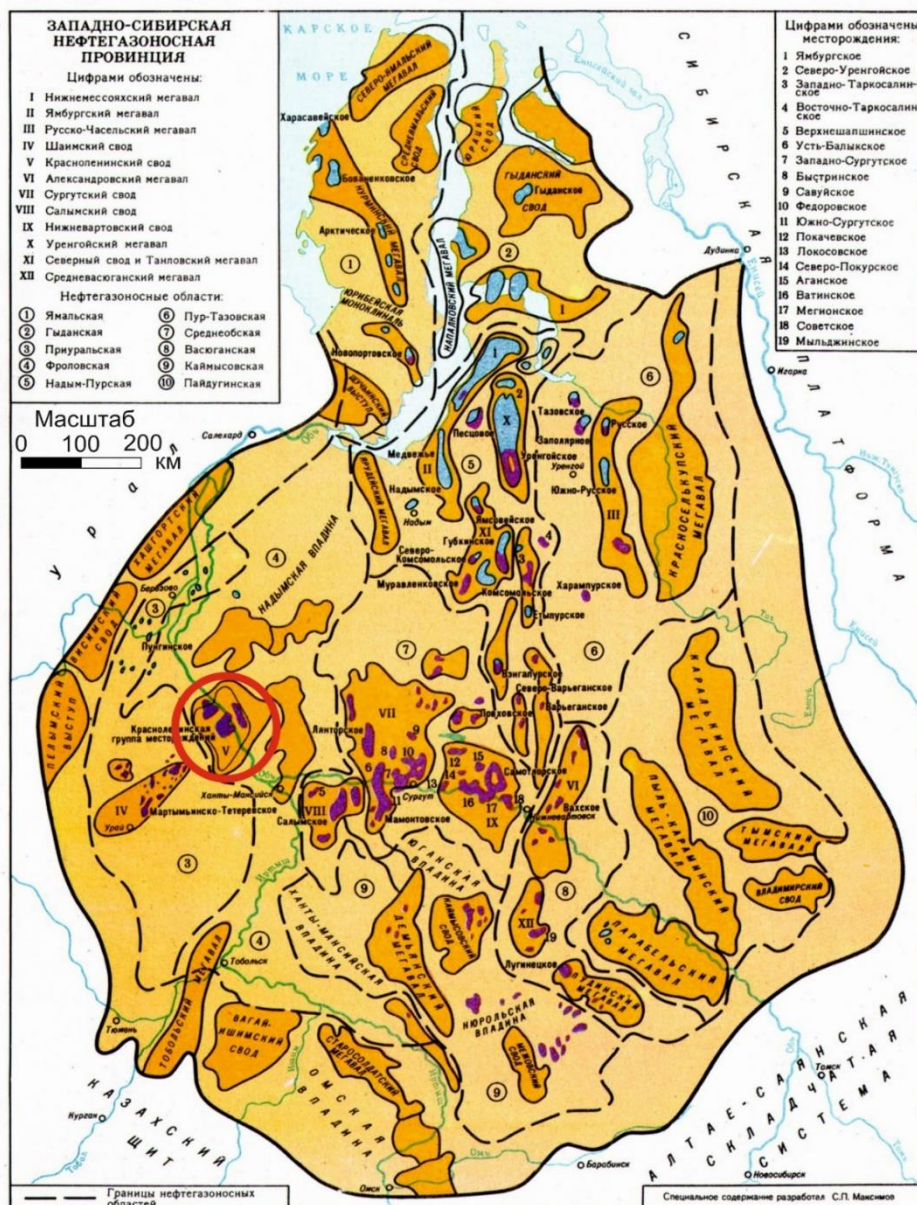


Рис. 1.2 – Карта Западно-Сибирской НГП. Красным контуром обозначен Красноленинский свод [13].

Талинская площадь входит в состав крупнейшего Красноленинского месторождения нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении Талинская площадь расположена к западной части Красноленинского свода. В административном отношении площадь находится в Октябрьском, Советском и Ханты-Мансийском районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Правом на добычу нефти, газа и конденсата в пределах Талинского лицензионного участка на данный момент обладает компания «Роснефть». Ближайшим крупным населенным пунктом является г. Нягань, расположенный вблизи железной дороги Екатеринбург – Приобье.

Талинская площадь связана трубопроводом с НПС «Шаим», где нефть поступает в магистральный нефтепровод, доставляющий ее в крупные нефтеперерабатывающие центры. Часть добываемой на месторождении нефти перерабатывается на небольшом НПЗ, расположенном непосредственно на Талинской площади в 39 км от г. Нягань, для частичного восполнения местных потребностей в нефтепродуктах.

Добываемый попутно газ после переработки на Красноленинском ГПЗ, находящемся в 27 км от г. Нягань, используется в качестве котельного топлива в населенных пунктах Нягань и Урай и частично поступает в проходящий поблизости магистральный газопровод.

1.2 Основные этапы геолого-геофизических работ на Талинской площади

Изложенные ниже сведения основываются на данных источника [5].

Изучение геологического строения Талинской площади началось с 50-х годов XX века. В период с 1953 г. по 1972 г. исследования носили преимущественно региональный характер; были проведены магниторазведка масштаба 1:1 000 000 и 1:200 000, гравиметрическая съемка масштаба 1:1 000 000, сейсмозондирование масштаба 1:200 000, аэромагнитная съемка масштаба 1:1 000 000 и 1:200 000, геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000 000. В результате были выделены основные тектонические элементы. С 1973 г. проводились детальные сейсмические работы масштаба 1:50 000 и 1:25 000.

С 1980 г. по 1986 г. были проведены площадные сейсмические исследования, позволившие выявить Южно-Талинское поднятие и подготовить локальные поднятия к поисковому бурению. В последующие годы геологическое строение региона постепенно детализировалось бурением и геологоразведочными работами.

Впервые поисково-разведочное бурение было реализовано в 1976 г., был получен приток нефти из отложений тюменской свиты. В результате последующего бурения доказана промышленная нефтеносность шеркалинской свиты (пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁), пласты ЮК₂₋₉ оказались низкопродуктивными и имели сложный характер насыщения (рис. 1.3).

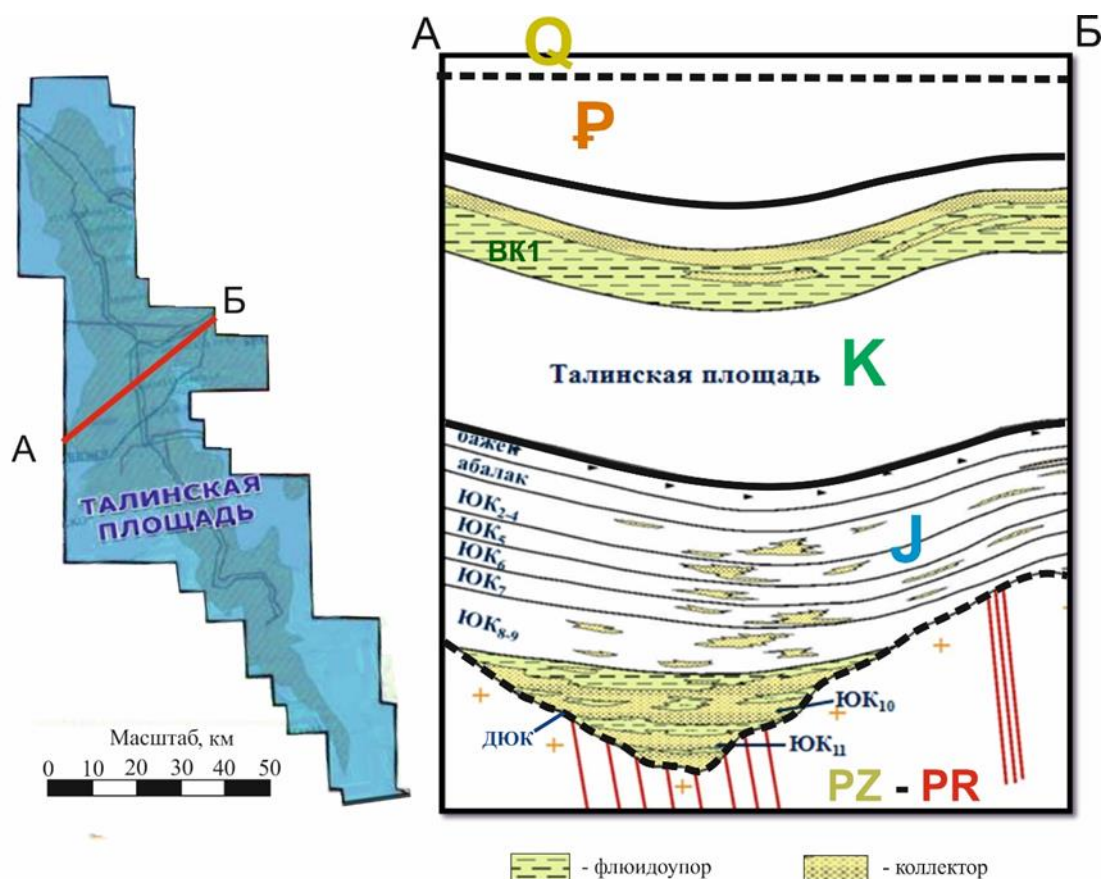


Рис. 1.3 – Схематический геологический разрез с выделением продуктивных горизонтов Талинской площади по линии АБ. Q – четвертичные отложения; P – палеогеновые отложения; K – меловые отложения; J – юрские отложения; PZ – палеозойские отложения; PR – протерозойские отложения [9].

В общей сложности на разработку Талинской площади Красноленинского месторождения было составлено 9 проектных технологических документов (01.01.1980 г. – 21.11.2013 г.).

Правом на добычу нефти, газа и конденсата на Талинской площади обладала российская нефтяная компания ТНК-ВР до ноября 2013 г. («ТНК-Нягань»), в настоящее время месторождение разрабатывает компания «Роснефть» («ТНК-Нягань» переименована в «РН-Няганьнефтегаз») [14].

Физико-литологические свойства пород-коллекторов по большей части изучались по керну, главным образом, в ЦЛ «Главтюменьгеологии» и ОАО «СибНИИНП». Стандартный комплекс исследований включал в себя определение таких параметров как пористость, проницаемость, водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление; петрографические свойства пород изучались в шлифах под микроскопом.

К настоящему времени залежи в шеркалинской свите на большей части площади разбурены по эксплуатационной сетке и находятся в стадии падающей добычи нефти.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Талинской площади

В геологическом строении месторождения принимают участие комплексы пород от докембрийских до четвертичных включительно. В данной главе будут подробно рассмотрены литологические характеристики юрских продуктивных пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ шеркалинской свиты.

Юрские породы с несогласием залегают на доюрском фундаменте. Породы, имеющие нижнеюрский и среднеюрский возраст являются континентальными, среднеюрский возраст – переходными от континентальных к морским, а верхнеюрский – прибрежно-морскими и морскими (рис. 1.4).

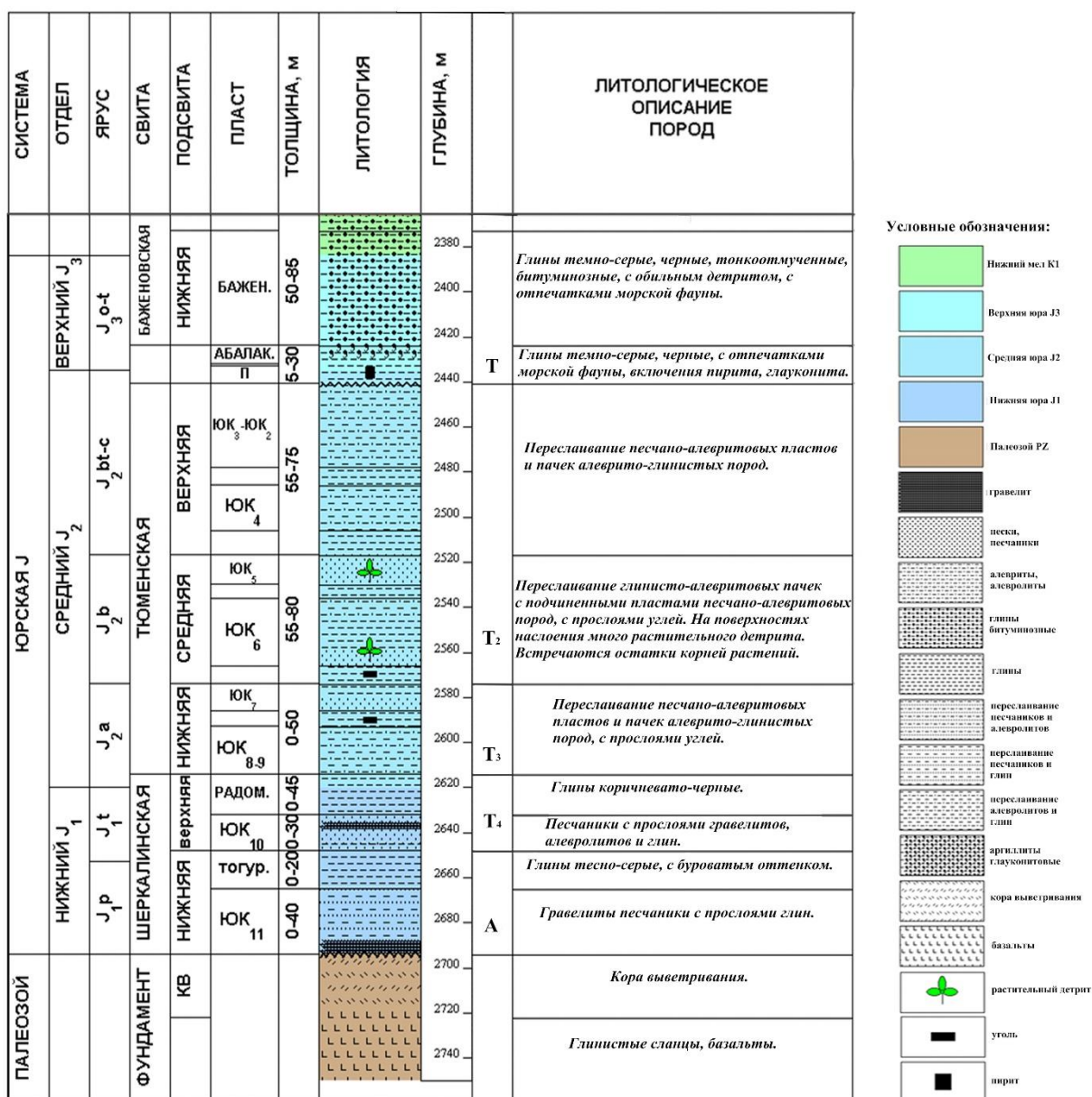


Рис. 1.4 – Интервал литолого-стратиграфической колонки продуктивных отложений Красноленинского месторождения по данным [3], [6].

Песчано-гравийные породы продуктивных пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁ залегают в основании осадочного чехла и приурочены к глубоким прогибам и склонам Красноленинского свода. Стратиграфически они приурочены к верхнему подъярису плинсбахского яруса - тоарскому ярусу нижней юры. В основном они представлены конгломерато-брекчиями мелкообломочными, гравелитовыми породами, песчаниками различной размерности, алевролитами глинистыми и переслаиванием песчаника (алевролита) с аргиллитом (рис. 1.5). Залежи в пластах ЮК₁₀, ЮК₁₁ относятся к шнурковому, стратиграфически экранированному и литологически ограниченному типу [10].

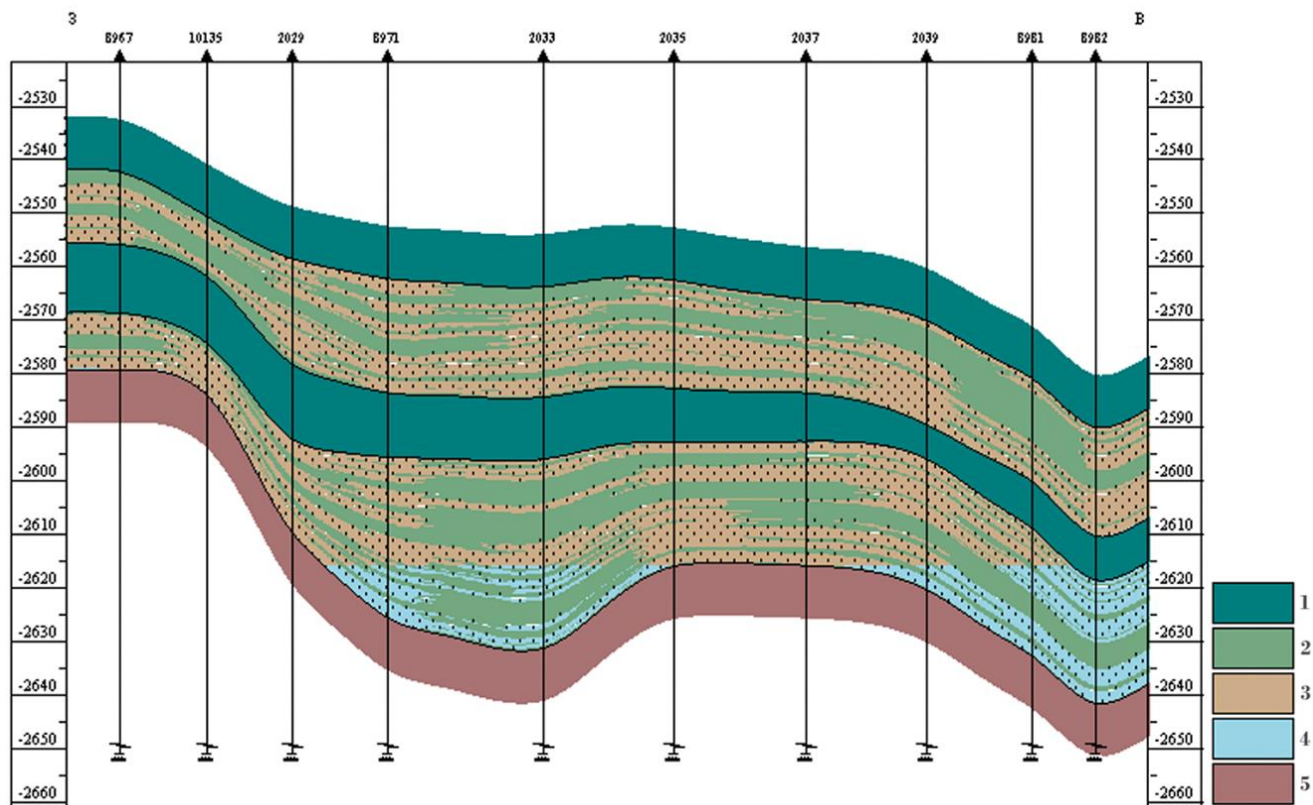


Рис. 1.5 – Геологический разрез продуктивных пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ Талинской площади [4].

1 - глинистые породы радомской и тогурской пачек, 2 - глины, 3 - песчаник нефтенасыщенный, 4 - песчаник водонасыщенный, 5 - доюрский комплекс.

В разрезе шеркалинской свиты выделяются две подсвиты – нижняя и верхняя. Нижняя представлена двумя пачками: нижняя пачка соответствует пласту ЮК₁₁, верхняя носит название тогурской. В верхней подсвите также выделяется две пачки: нижняя пачка соответствует пласту ЮК₁₀, верхняя пачка названа радомской.

Тогурская пачка, залегающая между продуктивными пластами ЮК₁₀, ЮК₁₁, представлена переслаиванием аргиллита коричневатого алевролитистого с включениями растительного детрита, алевролита серовато-бурого средне-крупнозернистого и песчаника темно-серого

мелкозернистого с примесью мелкогравийного материала. Мощность перемычки варьируется от 7 до 20 м [10].

Коллекторами в продуктивных пластах ЮК₁₀, ЮК₁₁ являются гравелиты, песчаники крупнозернистые гравелитовые, песчаники средне-крупнозернистые гравелитистые, песчаники средне-мелкозернистые алевритистые. Данные породы отличаются низким содержанием глинистого цемента и каолиновым минеральным составом (более 80%). Тип коллекторов для пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁ – терригенно-поровый [10].

Протяженность пласта ЮК₁₀ в пределах Талинской площади изменяется от 6,5 до 16 км, составляя в среднем 12 км [5]. Мощность пласта составляет от 0,4 до 58,3 м, эффективная толщина – от 0,6 до 31,2 м. ВНК расположен на уровне -2547 – -2701 м. На рисунке 1.6 представлен типичный геологический разрез пласта ЮК₁₀ в субмеридиональном направлении.

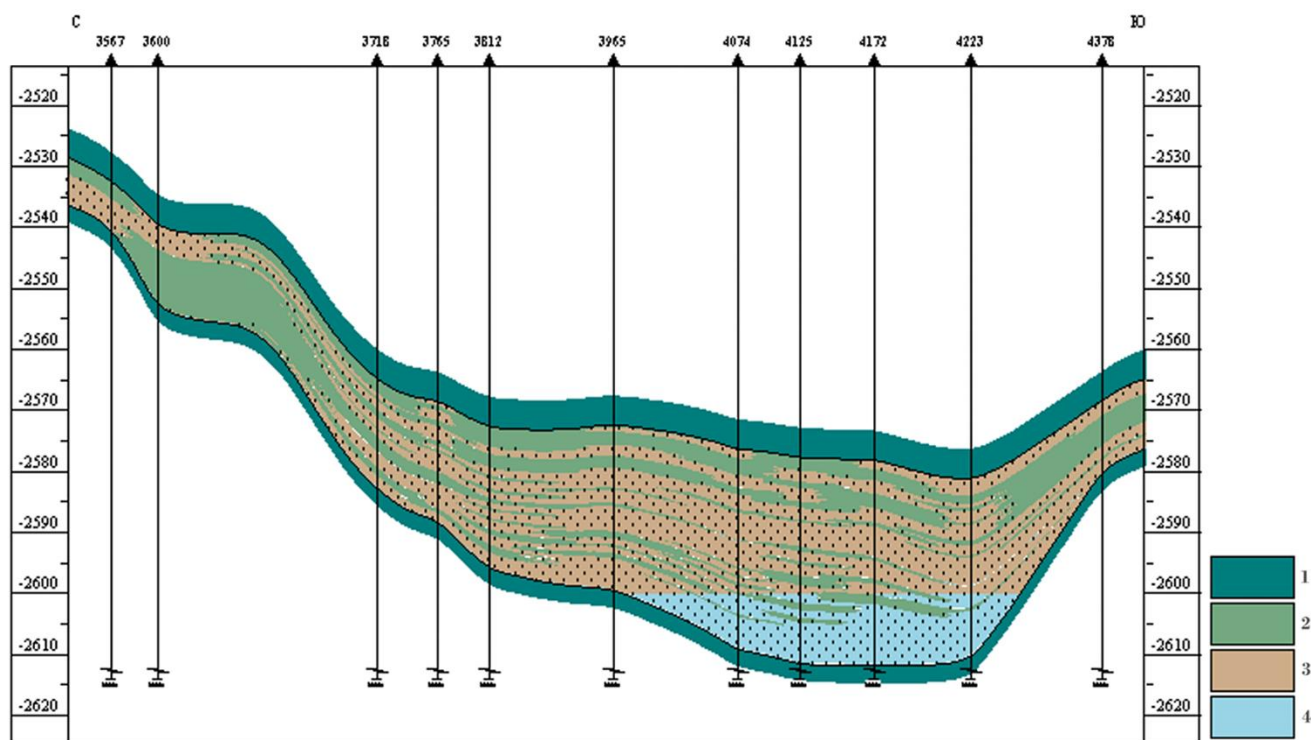


Рис. 1.6 – Геологический разрез продуктивного пласта ЮК₁₀ Талинской площади [4].

1 - глинистые породы радомской и тогурской пачек, 2 - глины, 3 - песчаник нефтенасыщенный, 4 - песчаник водонасыщенный.

Вероятно, породы пласта ЮК₁₀ формировались в условиях активного привноса терригенного материала, в долине палеореки, прослеживающейся на территории Красноленинского свода. Об этом свидетельствуют однородность литологического состава, относительно хорошая сортировка частиц, редкая субгоризонтальная слоистость с тонкими глинистыми прослоями и намывами детрита. В разрезе пласта ЮК₁₀ можно выделить 5 циклов осадконакопления (3 – регрессивного и 2 – трансгрессивного) [4].

В литологическом отношении породы пласта ЮК₁₀ представлены аргиллитом черным алевритистым сидеритизированным (рис. 1.7), частично биотурбированным, алевролитом серым мелкозернистым и среднезернистым с полой линзовидно-волнистой текстурой, биотурбированным переслаиванием аргиллита темно-серого алевритистого и алевролита серого тонкозернистого, песчаником буровато-серым массивным мелкозернистым и средне-мелкозернистым с глинистым цементом (рис. 1.8), неравномерным переслаиванием крупно-среднезернистого песчаника, песчаника гравелитистого и гравелита мелкообломочного (рис. 1.9), гравелито-брекчий и конгломерато-брекчий [10].

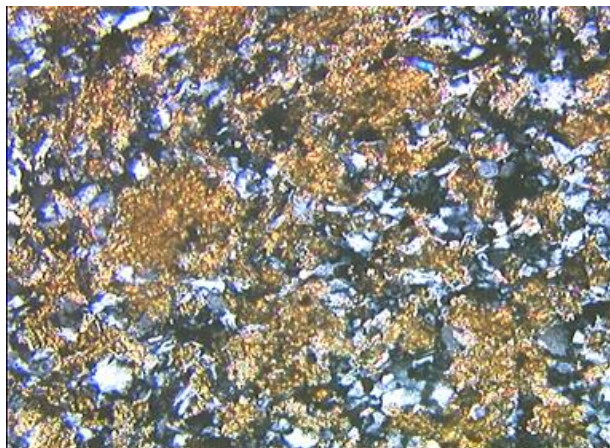


Рис. 1.7 – Алевролит мелкозернистый однородный сидеритизированный. С анализатором, увеличение 200х. Скважина 9285 Талинской площади, образец 15212-07, интервал 2690,5–2697,5 м, место взятия 0,93 м. Пласт ЮК₁₀ [10].

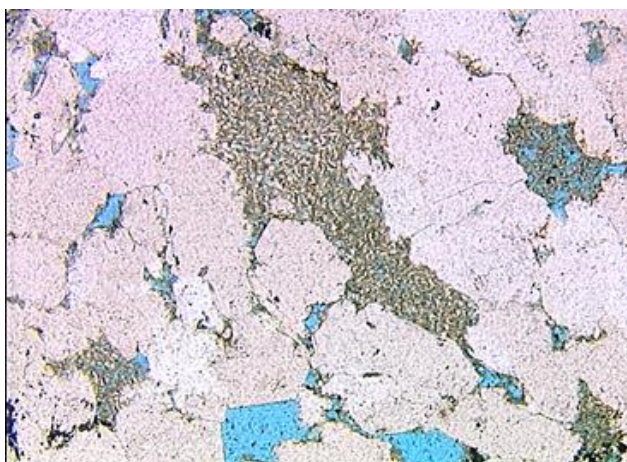


Рис. 1.8 – Песчаник средне-мелкозернистый однородный, существенно кварцевый с каолиновым цементом. Без анализатора, увеличение 50х. Скважина 9285 Талинской площади, образец 15224-07, интервал 2690,5–2697,5 м, место взятия 6,91 м. Пласт ЮК₁₀ [10].

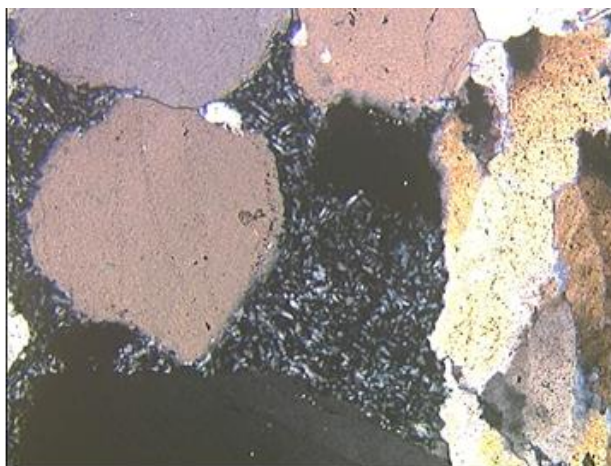


Рис. 1.9 – Гравелит, состоящий из обломков кварца, кварцита размером 1-3 мм. Без анализатора, увеличение 100х. Скважина 20097р Талинской площади, образец 20266-06, интервал 2693,00 - 2711,80 м, место взятия 14,68 м. Пласт ЮК₁₀ [10].

Отложения продуктивного пласта ЮК₁₁ залегают с несогласием на поверхности пород доюрского фундамента и заполняют наиболее глубокие палеоречные врезы. Они также являются аллювиальными отложениями, выдержанными на протяжении 150 км в пределах Талинской площади. Об этом свидетельствует косая слоистость отложений, частое переслаивание песчаников и гравелитов, плохая сортировка частиц. Мощность пласта составляет 0,1-63 м, а эффективная – 0,6-34 м [4]. В северной части Талинской площади ВНК расположен на уровне абсолютных отметок -2593 – -2598 м. В южной части пласт ЮК₁₁ делится на два отдельных пласта ЮК₁₁¹ и ЮК₁₁², отличающихся различными отметками ВНК (для ЮК₁₁¹: -2597 – -2685 м; для ЮК₁₁²: -2602 – -2663,3 м) [8].

В литологическом отношении породы пласта ЮК₁₁ представлены неравномерным переслаиванием алевrolита светло-серого, песчаника средне-крупнозернистого и мелкозернистого (рис. 1.10), песчаником серым мелкозернистым с намывами углисто-глинистого материала, образующими линзовидно-волнистую слойчатость, песчаником крупнозернистым массивным, неравномерным переслаиванием конгломерато-брекчии, гравелита серого мелко- и крупногравийного (рис. 1.11) и песчаников различной размерности. В разрезе повсеместно присутствует мелкорассеянный детрит, обугленные растительные остатки [10].

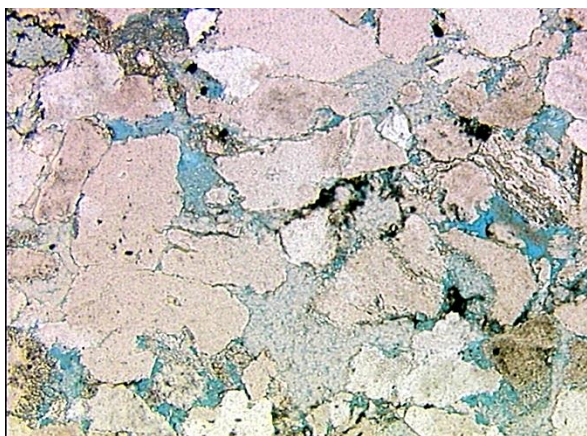


Рис. 1.10 – Песчаник средне-мелкозернистый алевритистый существенно кварцевый с глинистым цементом. Без анализатора, увеличение 100х. Скважина 9285 Талинской площади, образец 15351-07, интервал 2725,5–2732,5 м, место взятия 0,44 м. Пласт ЮК₁₁ [10].

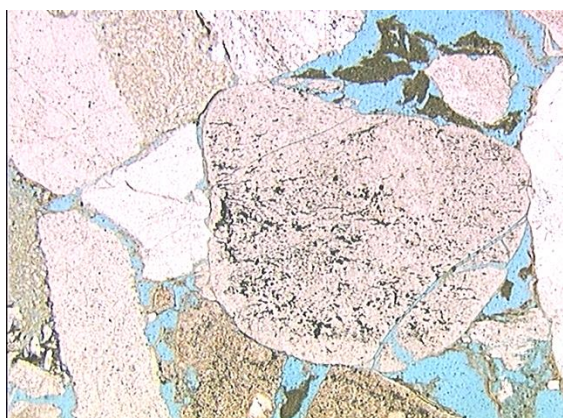


Рис. 1.11 – Гравелит мелкозернистый, с примесью крупно- и среднезернистых гравийных обломков. Без анализатора, увеличение 50х. Скважина 9285 Талинской площади, образец 15357-07, интервал 2725,5–2732,5 м, место взятия 1,2 м. Пласт ЮК₁₁ [10].

1.4 Нефтегазоносность Талинской площади и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

Промышленная нефтеносность Талинской площади приурочена к терригенным отложениям викуловской (пласт ВК₁), баженовской (пласт ЮК₀), абалакской (пласт ЮК₁), тюменской (пласты ЮК₂ – ЮК₉) и шеркалинской свит (пласты ЮК₁₀, ЮК₁₁), а также к породам доюрского возраста [8].

По состоянию на 01.01.2017 г. на Талинской площади пробурено 5394 скважины, из них 3531 – добывающих, 1856 – нагнетательных. Данный объект относится к уникальным месторождениям по величине начальных извлекаемых запасов. Наибольшая часть промышленных извлекаемых запасов нефти (80,2%) сосредоточена в продуктивных пластах ЮК₁₀ и ЮК₁₁, которые и являются основными объектами разработки [8].

Нефтеносные породы пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁ представлены гравелитами, песчаниками крупнозернистыми гравелитовыми, песчаниками средне-крупнозернистыми гравелитистыми, песчаниками средне-мелкозернистыми алевритистыми [10].

По данным отчета [8] по состоянию на 01.01.2017 г. на объекте ЮК₁₀ числится 4169 скважин, на ЮК₁₁ – 1058. По керну для пласта ЮК₁₀ пористость определялась на 3032 образцах из 133 скважин, проницаемость – на 1891 образцах из 110 скважин, водоудерживающая способность – на 2113 образцах из 114 скважин. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности K_n (0,350) определен на 74 образцах керна из 10 скважин (в том числе 3 совместных образца ЮК₁₀₁₁ из 2 скважин). Дегазированная нефть особо легкая, незначительной вязкости, малосернистая, парафинистая, малосмолистая.

По керну для пласта ЮК₁₁ пористость определялась на 577 образцах из 41 скважины, проницаемость – на 395 образцах из 34 скважин, водоудерживающая способность – на 419 образцах из 38 скважин. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности K_n – 0,350 определен на 31 образцах керна из 6 скважин. Дегазированная нефть особо легкая, незначительной вязкости, малосернистая, парафинистая, смолистая [8].

Значения открытой пористости для пород шеркалинской свиты по керну составляют 4,0-18,5%, проницаемости – от менее 0,01 мД до 1180 мД. Коэффициент водонасыщенности у большинства пород-коллекторов лежит в интервале от 0,2 до 0,6 д.е., коэффициент остаточной нефтенасыщенности изменяется в широких пределах от 0,26 до 0,45 д.е. [10].

Накопленная добыча нефти по пласту по состоянию на 2017 г. составила 88372 тыс. т. (ЮК₁₀) и 29896 тыс. т. (ЮК₁₁), растворенного газа – 20893 млн. м³ (ЮК₁₀) и 5539 млн. м³ (ЮК₁₁), текущий КИН – 0,125 (для ЮК₁₀ при утвержденном – 0,268) и 0,144 (для ЮК₁₁ при утвержденном – 0,260). Отбор нефти от НИЗ составил 46,7% (для ЮК₁₀ при обводненности 92,9%) и 55,5% (для ЮК₁₁ при обводненности 95,4%). Проектный фонд скважин по объекту ЮК₁₀ реализован на 57,3% в целом, по объекту ЮК₁₁ – 52,0% [8].

2. КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

Геофизические исследования в рассматриваемых скважинах 9285 и 9287 на Талинской площади проводились геофизическим предприятием ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика», владельцем месторождения в то время являлось ОАО «ТНК-Нягань» (2006 г.).

Комплекс геофизических исследований скважин в процессе строительства разведочных и

эксплуатационных скважин включает в себя общие исследования, выполняемые в масштабе глубин 1:500 на протяжении всего интервала вскрытых скважиной отложений, и детальные исследования, выполняемые в интервале продуктивных и перспективных нефтегазоносных отложений в масштабе 1:200.

В комплекс геофизических исследований скважин, необходимых для дальнейшей интерпретации в данной работе, входят методы:

- стандартный каротаж (ПС+КС);
- индукционный каротаж (ИК);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- микрозондирование (МКЗ);
- ядерно-геофизический каротаж (ГК, ННК-Т, ГГК-П);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (КВ);

Качество материалов ГИС оценивалось согласно "Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах", а также временных методических руководств и указаний по проведению и интерпретации новых методов ГИС [4].

2.1 Стандартный электрический каротаж

2.1.1 Каротаж потенциалов собственной поляризации

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Каротаж самопроизвольной поляризации (ПС) основан на измерении электрических полей собственной или самопроизвольной поляризации горных пород. В процессе каротажа измеряют потенциал относительно удаленного электрода N на поверхности (в скважину опускают один электрод M) или градиент потенциала (электроды M и N опускают в скважину) (рис. 2.1).

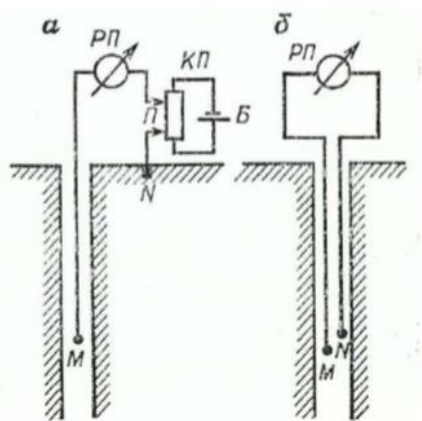


Рис. 2.1 – Схема измерений потенциала ПС (а) и градиента (б), РП – регистрирующий прибор, КП – компенсатор поляризации, Б – батарея [2].

Электрические поля ПС, создаваемые в результате процессов диффузии и иногда фильтрации, имеют наибольшее значение в практике нефтяных и газовых скважин. Около контактов глинистых и песчаных пород можно наблюдать наиболее резкие изменения потенциала ПС.

Диффузионный потенциал – ЭДС, возникающая между растворами разной минерализации вследствие диффузии солей из более концентрированного раствора в менее. Рассчитываются такие величины, как свободный диффузионный потенциал (образуется при непосредственном контакте водных растворов солей), мембранный диффузионный потенциал (образуется, если два раствора соли различной концентрации разделены перегородкой (мембраной) из горной породы), фильтрационный потенциал (его образование связано с капиллярными явлениями), коэффициент аномалии (максимальная амплитуда аномалии $\Delta U_{ПС}$, наблюдаемая против пласта чистых песчаников среди вмещающих глин, при наличии свободного и мембранного диффузионных потенциалов), суммарная (или статическая) аномалия.

Отрицательной аномалией $\Delta U_{ПС}$, которая отсчитывается от «линии глин», отмечается залегающий в глинах песчаный пласт, если минерализация бурового раствора меньше минерализации пластовой воды ($\rho_{ф}/\rho_{в}>1$). В таком случае ПС «прямая». Положительной аномалией $\Delta U_{ПС}$ отмечается песчаный пласт, если минерализация бурового раствора больше минерализации пластовой воды ($\rho_{ф}/\rho_{в}<1$). В этом случае ПС считается «обратной» или «перевернутой» (рис. 2.2).

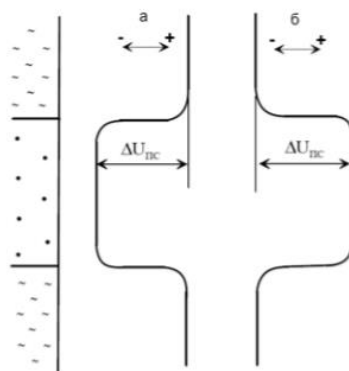


Рис. 2.2 – «Прямая» (а) и «обратная» (б) аномалии ПС [2].

2.1.2 Каротаж сопротивлений

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Данный метод каротажа основывается на изучении у горных пород удельного электрического сопротивления ρ на постоянном токе. Параметр ρ измеряется в Ом·м (ом-метры). Для исключения ЭДС естественных полей и влияния поляризованных электродов используют знакопеременный низкочастотный ток (5-8 Гц), поэтому основы метода КС базируются на рассмотрении постоянных электрических полей. Каротаж сопротивлений проводится с использованием потенциал-зондов (ПЗ) или градиент-зондов (ГЗ).

Потенциал-зонды. По своей конфигурации различают два типа зондов в зависимости от того, где расположен второй приёмный электрод – в скважине или на поверхности. На практике используются трехэлектродные ПЗ, где оба измерительных электрода расположены в скважине (в таком случае не наблюдается влияние промышленных помех, что присуще второму типу ПЗ) и выполняется условие $MN \geq 10 AO$ (рис. 2.3).

Градиент-зонды. Расстояние $AO=L$ (рис. 2.3) называется длиной зонда. ГЗ называется идеальным (или предельным), если $MN \rightarrow 0$. На практике данное условие выполнить сложно из-за малых значений разности потенциалов между приёмными электродами, поэтому применяются градиент-зонды с конечными размерами MN и условием $MN \leq 0,1AO$.

Зонды с одним питающим электродом в скважине называют однополюсными, а с двумя – двухполюсными (а также зондами взаимного питания). Парными называются пары электродов MN или AB , а непарными, например, AM . Также последовательным называют зонд, у которого непарный электрод A (M) находится выше парных электродов MN (AB), если наоборот – зонд называется обращенным.

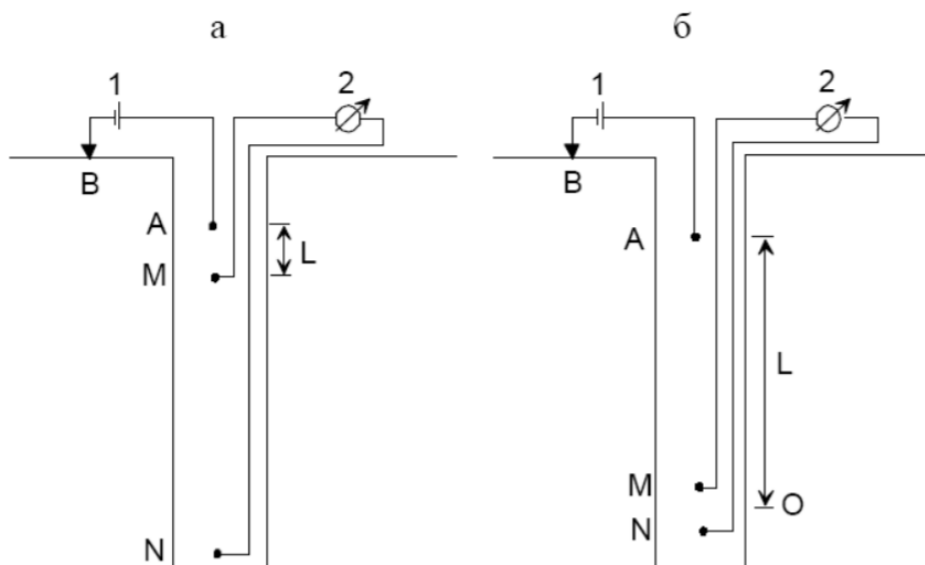


Рис. 2.3 – Схема потенциал-зонда (а) и градиент-зонда (б). 1 – источник тока, 2 – измеритель разности потенциалов. АВ – токовые (питающие) электроды, MN – приемные (измерительные) электроды. AM=L – длина потенциал-зонда, АО=L – длина градиент-зонда [2].

В неоднородных средах по данным измерений ПЗ и ГЗ получают не истинное, а кажущееся удельное сопротивление пород ρ_k (удельное сопротивление воображаемой однородной среды, в которой показания ПЗ и ГЗ такие же, как и в реальной неоднородной среде).

$$\rho_k^{\text{ПЗ}} = 4\pi L \frac{U}{J},$$

$$\rho_k^{\text{ГЗ}} = 4\pi L^2 \frac{E}{J},$$

где $\rho_k^{\text{ПЗ}}$, $\rho_k^{\text{ГЗ}}$ – кажущиеся удельные сопротивления по данным измерений потенциал-зонда и градиент-зонда, L – длина зонда, J – сила тока источника, U – потенциал, E – напряженность электрического поля.

ρ_k не является свойством породы, это измеренный конкретным зондом сигнал, нормированный по величине тока и умноженный на коэффициент зонда. Для перехода из кажущегося удельного сопротивления к истинному необходимо выполнить интерпретацию данных каротажа.

На практике широко используется принцип взаимности, согласно которому, при изменении назначений электродов зонда, но при сохранении расстояний между ними значения ρ_k не изменяются (рис. 2.4).

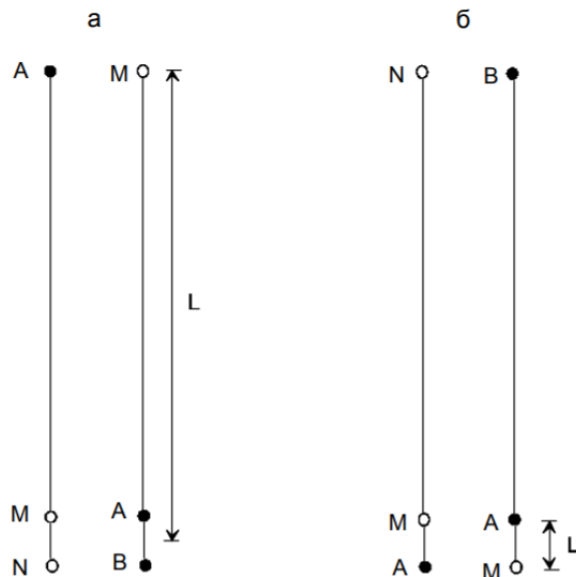


Рис. 2.4 – Принцип взаимности для градиент-зонда (а) и потенциал-зонда (б) [2].

Истинное удельное сопротивление связано с кажущимся формулой Дахнова для ГЗ и ПЗ:

$$\rho_k^{\Gamma 3} = \frac{j}{j_0} \rho_{MN},$$

$$\rho_k^{\text{ПЗ}} = \left(\frac{j}{j_0} \rho_{M\infty} \right)_{\text{ср}},$$

где j – реальное значение плотности тока, j_0 – значение плотности тока в безграничной среде, ρ_{MN} – реальное значение удельного сопротивления между электродами М и N, $\rho_{M\infty}$ – величина удельного сопротивления среды между точкой наблюдения М и бесконечно удаленным электродом.

На рис. 2.5 представлена форма кривых кажущегося удельного сопротивления для последовательного ГЗ (а) и обращенного (б) при условии, что пласт высокоомный и его мощность $h > 5L$. Из рисунка видно, что кривые $\rho_k^{\Gamma 3}$ ассиметричны. Последовательный зонд лучше отбивает подошву, а обращенный зонд – кровлю пласта.

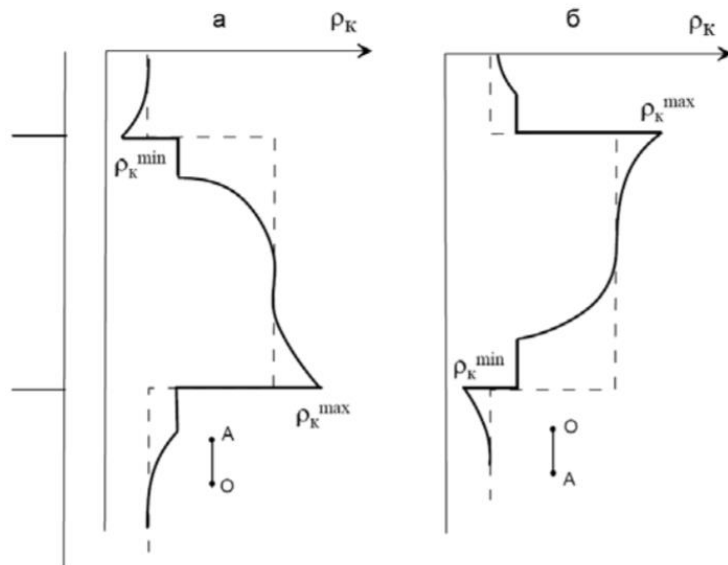


Рис. 2.5 – Особенности кривых кажущегося сопротивления для последовательного (а) и обращенного (б) градиент-зонда и пласта большой мощности [2].

Для пластов меньшей мощности $h < 5L$ форма кривых $\rho_k^{\Gamma 3}$ сохраняется, за исключением наклона площадок вблизи контактов пласта (рис. 2.6). Когда мощность пласта соизмерима с L , использовать ГЗ для выделения границ пласта нецелесообразно. Для выделения таких пластов лучше использовать длинные ГЗ с $L \gg h$ (на расстоянии L от пласта появляется еще один экраный максимум).

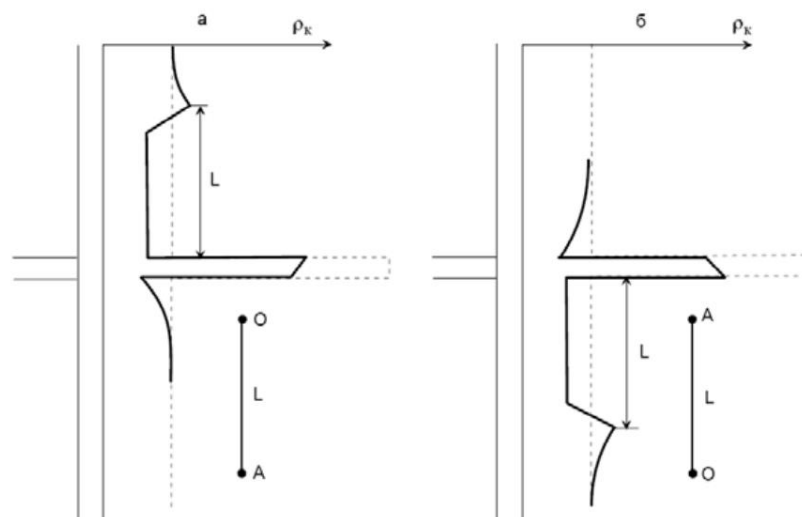


Рис. 2.6 – Особенности кривых кажущегося сопротивления для обращенного (а) и последовательного (б) градиент-зонда и пласта малой мощности [2].

Форма кривых кажущегося удельного сопротивления для потенциал-зонда в случае высокоомного мощного пласта показана на рисунке 2.7. Кривая $\rho_k^{ПЗ}$ симметрична относительно центра пласта, размеры площадок около контактов пласта равны длине зонда L . Использование ПЗ для выделения высокоомных маломощных пластов нецелесообразно (в этом случае нельзя оценить значения удельного сопротивления и выделить пласты).

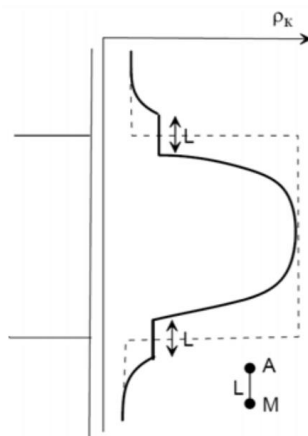


Рис. 2.7 – Особенности кривой кажущегося сопротивления для потенциал-зонда и пласта большой мощности. [2].

2.2 Боковое каротажное зондирование

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ) основывается на измерении кажущегося сопротивления пород зондами различной длины и предназначен для определения удельного сопротивления с учетом влияния скважины и зоны проникновения бурового раствора в проницаемые пласты. При использовании данного метода возможно избавиться от искажающего влияния скважин и определить истинное удельное электрическое сопротивление пород (ρ_n), а также выделить коллекторы. Размеры зондов обычно изменяются от 0,4 до 8 м.

В случае проникновения бурового раствора на глинистой основе в проницаемые пласты, удельное сопротивление пласта вблизи скважины изменяется. Различают два случая:

– $\rho_\phi > \rho_b$ – повышающее проникновение (удельное сопротивление пласта в зоне проникновения больше, чем в его неизменной части);

– $\rho_\phi < \rho_b$ – понижающее проникновение (удельное сопротивление пласта в зоне проникновения меньше, чем в его неизменной части);

Существуют двухслойные и трехслойные теоретические кривые БКЗ (палетки), которые сопоставляются с фактическими (измеренными) кривыми для определения ρ_{Π} .

На практике БКЗ чаще проводят с градиент-зондами, так как по диаграммам ρ_{κ} потенциал-зондов не выделяются маломощные пласты $h < L$. С другой стороны, преимуществом потенциал-зондов является то, что они более глубинные по сравнению с градиент-зондами. При БКЗ последовательными (подошвенными) градиент-зондами для более точного определения границ пластов в состав комплекта включается один обращенный (кровельный) градиент-зонд. Выделение границ пластов производится по стандартным методикам по кривым ρ_{κ} .

В результате проведения работ БКЗ и интерпретации результатов определяют удельное сопротивление пласта (ρ_{Π}), зоны проникновения бурового раствора ($\rho_{зп}$), также оценивается диаметр зоны проникновения $D_{зп}$. Благоприятными условиями для проведения БКЗ являются незначительная минерализация бурового раствора и высокая мощность исследуемых пластов.

2.3 Боковой каротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Суть метода бокового каротажа БК состоит в экранировании электрического поля сверху и снизу зонда для увеличения доли тока в радиальном направлении. Данный метод используется для изучения высокоомных пластов в условиях проводящего бурового раствора в случае, когда обычные модификации КС неэффективны, и направлен на устранения влияния скважины, бурового раствора и вмещающих пород на измерения ρ_{κ} . Метод БК более глубинный в отличие от стандартных модификаций КС, в нефтяных и газовых скважинах он применяется для определения удельного сопротивления пласта за пределами зоны проникновения бурового раствора. Наибольшее применение получили семи-, девяти-электродные зонды с точечными электродами и трехэлектродные зонды с линейными электродами.

Трехэлектродный зонд является потенциал-зондом и выглядит как общий стержень с электродами, разделенными изолирующими прокладками. На рисунке 2.8: A_0 – центральный электрод, A_1 и A_2 – экранные электроды, коротко соединенные друг с другом.

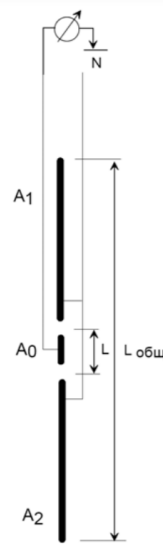


Рис. 2.8 – Схема трехэлектродного зонда БК [2].

Равные значения потенциалов на центральном и экранных электродах достигаются путем пропускания через них тока одной полярности J_0 . Измеряют значение потенциала на центральном электроде (что равноценно значениям потенциала на экранных электродах). Значение ρ_k определяется по следующей формуле:

$$\rho_k = k \frac{\Delta U}{J_0},$$

где коэффициент трехэлектродного зонда равен:

$$k = \frac{2\pi L}{\ln\left[\frac{L_{\text{общ}} + c}{d_3}\right]},$$

здесь L – длина зонда (основного электрода A_0), $L_{\text{общ}}$ – общая длина зонда, d_3 – диаметр зонда,

$$c = \sqrt{L_{\text{общ}}^2 - d_3^2}.$$

По сравнению с другими зондами трехэлектродный зонд проще по конструкции и удобнее для работы. По его кривым ρ_k лучше, по сравнению с семиэлектродным, отбиваются границы пластов.

На рисунке 2.9 представлены формы кривых для семи- и трехэлектродного зондов БК. Как и стандартные кривые ПЗ они симметричны относительно середины пласта, однако имеют более резкие наклоны кривой ρ_k при входе зонда в пласт.

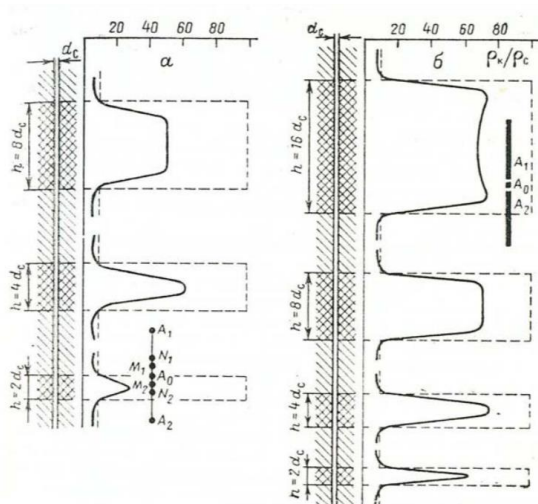


Рис. 2.9 – Формы кривых бокового каротажа для семэлектродного (а) и трехэлектродного (б) зондов [2].

2.4 Микрокаротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Микрозондовый каротаж применяется для изучения тонкослоистых разрезов, а также для изучения промытой зоны коллектора в нефтяных скважинах. Зонды прижимаются к стенке скважины на резиновых башмаках, расстояния между их электродами не превышают первых сантиметров.

Конструкция микрозонда КС включает в себя три электрода (рис. 2.10). Существуют потенциал-микрозонды и градиент-микрозонды КС. Первые более глубокие, их показания связаны с промытой зоной; показания градиент-микрозондов связаны по большей части с глинистой коркой.

Конструкция микрозонда БК включает в себя четыре электрода: A_0 – центральный электрод, M , N и A_1 – кольцевые электроды, где A_1 – экранирующий (рис. 2.10).

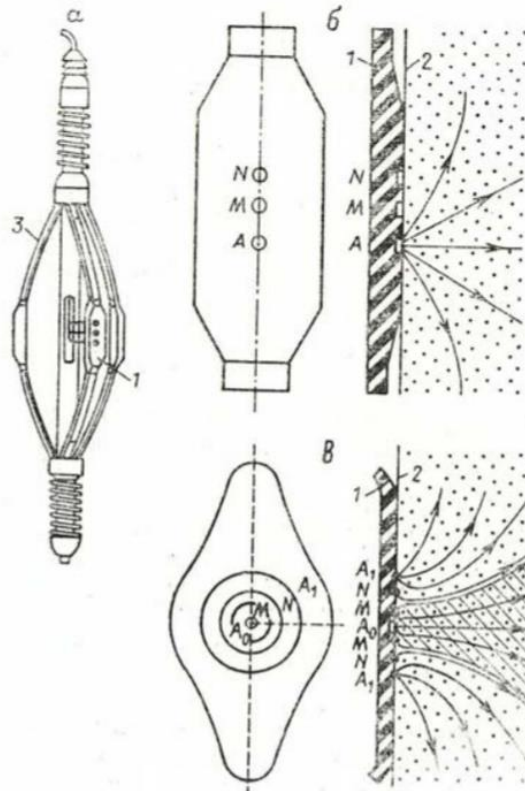


Рис. 2.10 – Общий вид микрозонда с прижимным устройством (а) и схемы обычного (б) и бокового (в) микрозонда [2].

Надежным признаком выделения коллекторов является положительное расхождение диаграмм микрозондов: $\rho_k^{\text{ПМЗ}} > \rho_k^{\text{ГМЗ}}$, где $\rho_k^{\text{ПМЗ}}$ – кажущееся удельное сопротивление, измеренное потенциал-микрозондом, $\rho_k^{\text{ГМЗ}}$ – кажущееся удельное сопротивление, измеренное градиент-микрозондом. Это объясняется тем, что ПМЗ более глубинный, его показания связаны со свойством промытой зоны, а показания МГЗ – с глинистой коркой.

2.5 Индукционный каротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Метод индукционного каротажа (ИК) основан на изучении удельной электропроводности горных пород σ посредством изучения в среде полей вихревых токов в среде, индуцированных электромагнитным полем. Удельная электропроводность выражается в сименсах на метр (См/м) или милисименсах на метр (мСм/м) и определяется следующим выражением:

$$\sigma = \frac{1}{\rho},$$

где ρ – удельное сопротивление горных пород.

Первичное магнитное поле, создаваемое генераторной катушкой, возбуждает в среде вихревые токи, которые, в свою очередь, способствуют возникновению вторичного магнитного поля, которое связано с электропроводностью среды (рис. 2.11). Приемной катушкой измеряется суммарное поле – первичное и вторичное. Если значения удельной электропроводности малы, то наблюдается прямо пропорциональная зависимость между удельной электропроводностью и вторичным полем, при высоких значениях и высокой частоте взаимодействия вихревых токов (скин-эффект) зависимость перестает быть линейной, необходимы поправки в данные индукционного каротажа.

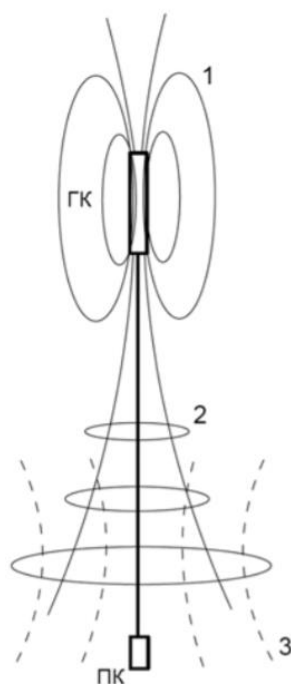


Рис. 2.11 – Структура поля зонда ИК. ГК – генераторная катушка, ПК – приемная катушка.

1 – первичное магнитное поле генераторной катушки, 2 – вихревые токи в среде, 3 – вторичное магнитное поле среды [2].

2.6 Ядерно-геофизический каротаж

2.6.1. Гамма-каротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Метод гамма-каротажа (ГК) основан на изучении естественной радиоактивности горных пород и руд, обусловленной наличием в них радиоактивных элементов: ^{238}U и продукта его распада ^{226}Ra , а также ^{232}Th и ^{40}K .

Наиболее радиоактивны магматические породы (в наибольшей степени – кислые разности, в наименьшей – ультраосновные), средней радиоактивностью обладают метаморфические породы, низкой – осадочные. Среди осадочных горных пород хемогенные отложения, пески, песчаники, известняки и доломиты характеризуются низким содержанием радиоактивных элементов, а глинистые отложения, фосфориты, калийные соли и битуминозные сланцы – высоким относительно данной группы пород.

Устройство аппаратуры ГК приведено на рисунке 2.12. В качестве детектора используются сцинтилляционные счетчики на основе монокристаллов NaJ (Tl) и фотоэлектронный умножитель (ФЭУ). Измеряется количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором в течение определенного промежутка времени (скорость счета). С помощью данных эталонирования происходит переход от скорости счета к естественной радиоактивности. Интегратором производится преобразование серий отдельных импульсов в постоянный сигнал.

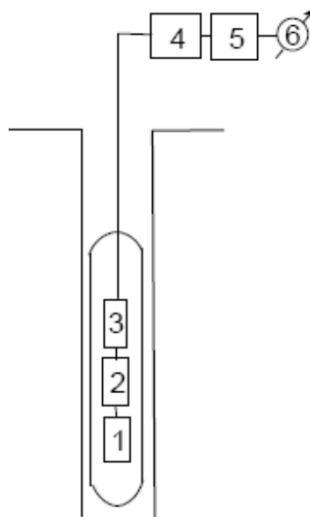


Рис. 2.12 – Схема измерений в методе ГК. 1 – детектор гамма-излучения, 2 – ФЭУ, 3 – высоковольтный источник, 4 – пороговый дискриминатор, 5 – измеритель скорости счета, 6 – регистратор [2].

ГК проводится как в обсаженных, так и в необсаженных металлическими трубами скважинах. Результаты измерений обычно записываются в мкР/ч. Следует отметить, что показания данного метода зависят не только от естественной радиоактивности пород, но и от условий измерений.

На рисунке 2.13 представлен вид кривых ГК для пластов различной мощности. Расчетные кривые для радиоактивных пластов обычно представляют в виде отношения интенсивности гамма-излучения в рассматриваемом пласте J к интенсивности в пласте большой мощности J_{∞} . Для

определения мощности пластов применяются различные методики в зависимости от соотношения h к d_c . Для перехода к истинной мощности используются специальные поправочные графики.

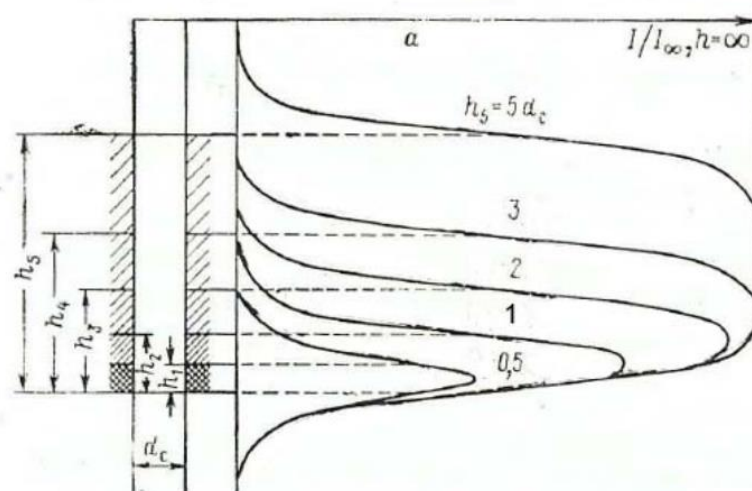


Рис. 2.13 – Кривые ГК для пластов различной мощности [2].

2.6.2. Плотностной гамма-гамма каротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Метод ГГК основан на облучении горных пород гамма-квантами и измерении рассеянного гамма-излучения. В качестве источника используют радионуклиды с энергией γ -квантов $E_\gamma = 10 \text{кЭВ} - 1 \text{МэВ}$. В этом диапазоне энергий происходит два процесса: комптоновское рассеяние и фотоэлектрическое поглощение. Эти эффекты зависят от энергии γ -квантов и порядкового номера элемента Z .

В общем случае при взаимодействии гамма-излучения с веществом наблюдается (рис. 2.14):

- *фотоэффект* (происходит в области низких энергий γ -квантов, до 0,5 МэВ, и характерен для элементов с высокими атомными номерами (свинец, железо и др.));
- *комптоновское рассеяние* (происходит на электронах при энергиях γ -квантов, значительно превышающих энергию связи электронов от 0,5 до 5 МэВ);
- *образование электрон-позитронных пар* (происходит при больших энергиях γ -квантов $> 5 \text{МэВ}$).

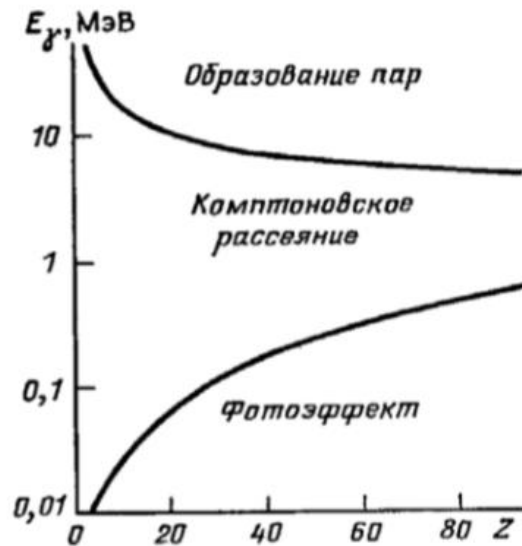


Рис. 2.14 – Вероятность различных видов взаимодействий γ -излучения с веществом в зависимости от энергии и атомного номера вещества [2].

Ослабление γ -излучения в результате фотоэффекта и комптоновского рассеяния определяется линейным коэффициентом ослабления γ -квантов μ :

$$\mu = n(\sigma + \tau),$$

где n число атомов в 1 см^3 вещества, τ – сечение (вероятность) фотоэффекта, σ – сечение комптоновского рассеяния.

Сечение комптоновского рассеяния равно:

$$\sigma = \sigma_e Z,$$

где σ_e – сечение рассеяния на электроне, Z – атомный номер элемента.

Учитывая, что число атомов в единице объема

$$n = \delta \frac{N_0}{A},$$

где δ – плотность вещества, $\text{г}/\text{см}^3$, N_0 – число Авогадро (число атомов в грамм-атоме вещества), A – массовое число (атомный вес вещества), выражение μ можно записать:

$$\mu = \delta N_0 \frac{Z_{\text{эф}}}{A_{\text{эф}}} (\sigma_e + \tau Z_{\text{эф}}^{-1}).$$

Как видно из формулы, ослабление γ -квантов в горных породах зависит от их плотности δ и от эффективного атомного номера $Z_{\text{эф}}$ (химического состава породы). Модификацию метода ГГК,

основанную на использовании источников с энергией $E_\gamma > 300$ кэВ и реализующую определение плотности, называют плотностным ГГК (ГГК-П).

Геометрия измерений играет важную роль в методе гамма-гамма каротажа. Наибольшую популярность имеют 2π -зонды, в которых источник и детектор расположены около стенки скважины. 4π -зонды при помощи центраторов располагаются на оси скважины и характеризуются круговой геометрией. Для 2π - и 4π -зондов их длины L намного превышают длину свободного пробега γ -квантов λ ($L \gg \lambda$). Измеряется многократно рассеянное излучение. Важной характеристикой зондов ГГК является зависимость интенсивности рассеянного γ -излучения $\Psi(\xi)$ от параметра ξ , который зависит от длины зонда L и плотности δ . Решение задачи для 2π зонда приводит к зависимости, приведенной на рисунке 2.15. Рост функции $\Psi(\xi)$ – доинверсионная область (1), постоянные значения $\Psi(\xi)$ – область инверсии (2) и спад $\Psi(\xi)$ – заинверсионная область (3).

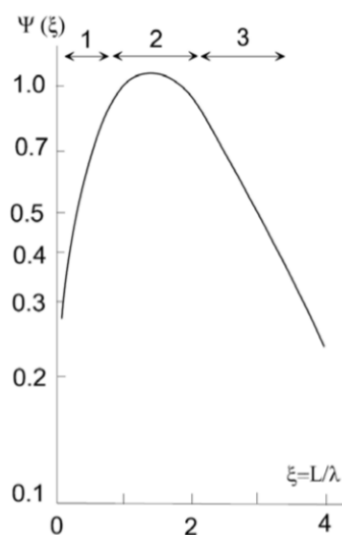


Рис. 2.15 – Функция рассеяния γ -излучения для 2π -зонда. Области: 1 – доинверсионная, 2 – инверсионная, 3 – заинверсионная [2].

В методе ГГК-П обычно используются заинверсионные 2π - и 4π -зонды ($\xi > 2$) при $L=20-50$ см и источники большой энергии ^{137}Cs ($E=0,66$ МэВ) или ^{60}Co ($E=1,17; 1,33$ МэВ). Для снижения влияния $Z_{\text{эф}}$ корпус скважинного прибора изготавливают из стали, поглощающей мягкое γ -излучение. Когда используются источники большой энергии для породообразующих элементов с $Z_{\text{эф}}=12-15$, в основном проявляется комптоновское рассеяние. Глубинность зондов ГГК-П обычно составляет 10 см. ГГК-П проводится как в необсаженных, так и в обсаженных металлическими трубами скважинах.

Форма кривых ГГК-П для пластов ограниченной мощности показана на рисунке 2.16. Из рисунка видно, что интенсивность γ -излучения вблизи контактов пластов меняется нелинейно,

поэтому края аномалии затянутые. В методе каротажа ГГК-П положительными аномалиями J отмечаются малоплотные породы, и отрицательными – породы с высокой плотностью.

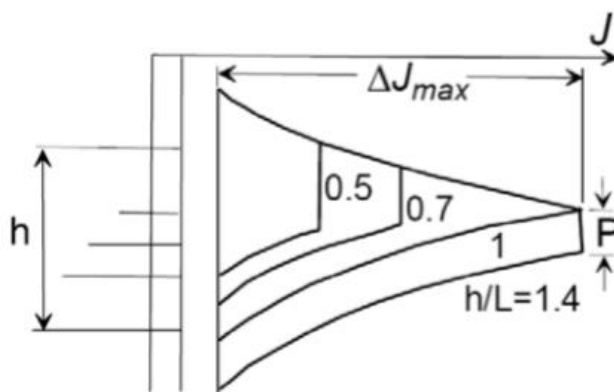


Рис. 2.16 – Форма кривых ГГК-П для пластов ограниченной мощности. P – плоский участок кривой [2].

2.6.3. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

В нейтронных методах каротажа (НК) используют источники быстрых нейтронов (высокой энергии). Из всех видов излучения, используемого в ядерно-геофизических методах, нейтронное излучение обладает наибольшей проникающей способностью. При столкновении нейтрона с ядром возможны процессы рассеяния и поглощения. Поглощение, в свою очередь, сопровождается различными ядерными реакциями.

Нейтроны условно разделяют на несколько энергетических групп: холодные (0,001 эВ), тепловые (0,025 эВ), медленные (0,5 эВ), резонансные (0,5-104 эВ), промежуточные (104-105 эВ), быстрые (105-108 эВ). Нейтроны с энергией более 0,025 эВ называют надтепловыми.

Вероятность взаимодействия нейтронов с ядрами определяется суммой сечений поглощения (σ_n) и рассеяния (σ_p) нейтронов:

$$\sigma = \sigma_n + \sigma_p .$$

Основным процессом для быстрых нейтронов с $E > 105$ эВ является рассеяние, которое может быть упругим и неупругим. При неупругом рассеянии ядро переходит в возбужденное состояние, в результате чего излучается γ -квант. Происходит γ -излучение неупругого рассеяния (ГИНР). При $E < 105$ эВ дальнейшее замедление нейтронов происходит путем упругих столкновений. Максимальная потеря энергии при упругом столкновении происходит при взаимодействии с ядром водорода из-за соизмеримости их масс. Нейтрон, замедлившийся до теплового движения атомов и молекул, называется тепловым ($E \sim 0,025$ эВ).

Конечным результатом движения теплового нейтрона является его поглощение каким-нибудь ядром. Поглощение полностью замедлившегося нейтрона приводит ядро в возбужденное состояние, которое снимается излучением γ -квантов. Происходит γ -излучение радиационного захвата (ГИРЗ). Вероятность поглощения наибольшая для тепловых нейтронов, и меньшая для надтепловых нейтронов.

После того, как нейтроны замедлились до энергии теплового равновесия, дальнейшее их перемещение в среде происходит с сохранением их средней энергии путем диффузии. Параметры D (коэффициент диффузии) и τ (среднее время жизни тепловых нейтронов) характеризуют поглощающие свойства среды.

В осадочных породах основную роль играет рассеяние нейтронов, определяемое, в основном, водородсодержанием (аномально большое рассеяние для водорода, значительное его содержание в породах). При малом водородсодержании большую роль играет элементный состав пород (элементы с аномально высоким сечением поглощения: хлор, ртуть, железо, марганец, бор, кадмий, редкие земли).

Зависимость изменения плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника для сред с различным водородсодержанием ω (ω равно коэффициенту нейтронной пористости $K_{пN}$) показана на рисунке 2.17.

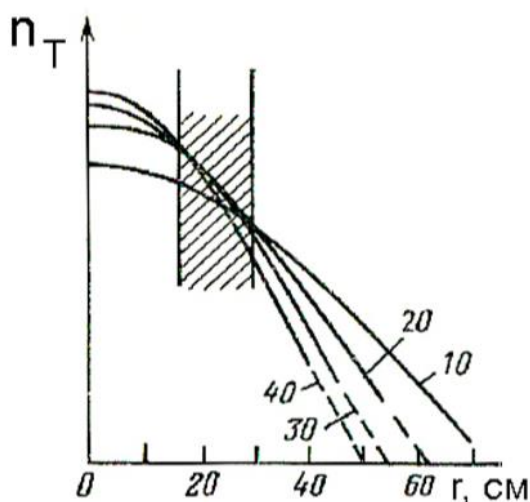
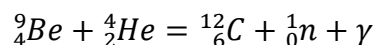


Рис. 2.17 – Зависимость плотности тепловых нейтронов n_T от расстояния r до источника. Шифр кривых – коэффициент пористости $K_{п}$, %. Заштрихована зона инверсии [2].

Для проведения нейтронного каротажа используют скважинный прибор, в который помещают источник нейтронов, а на некотором расстоянии (длине зонда) L – детектор. Источник и детектор разделены свинцовым экраном. Источником обычно служит смесь полония (Po) и

бериллия (Be). Радиоактивный полоний испускает α -частицу. Ядро бериллия, взаимодействуя с α -частицей, превращается в ядро углерода, испуская нейтрон и γ -квант:



Средняя энергия нейтронов – 3-5 МэВ. Измерения обычно выполняются в геометрии 4л.

В методе ННК-Т регистрируется интенсивность тепловых нейтронов. Игрют роль два процесса – рассеяние на водородсодержащих элементах и поглощение элементами с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. Метод ННК-Т чувствителен к содержанию в пластовых водах хлора, бора кадмия и др. Обычно используют заинверсионные зонды с $L=30-50$ см. В качестве детектора применяют сцинтилляционный счетчик. Глубинность метода – 20-30 см. С помощью этого метода есть возможность отбивки водонефтяного контакта за счет наличия в воде NaCl, а также определение $K_{п}$.

2.7 Акустический каротаж

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [2].

Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характеристик упругих волн в скважинах. В акустических методах используют упругие волны различных частот: <16 Гц – инфразвуковые, 16 Гц–20 кГц – звуковые, > 20 кГц – ультразвуковые.

Акустический каротаж проводится с помощью скважинного прибора, включающего в себя зонд АК с одним излучателем и одним или несколькими приемниками (рис. 2.18). Наиболее часто в АК используют частоты в диапазоне 10-75 кГц. Для применения АК необходимо наличие скважине бурового раствора (в сухих скважинах АК обычно не применяется). На рисунке L – длина зонда, ΔL – база зонда.

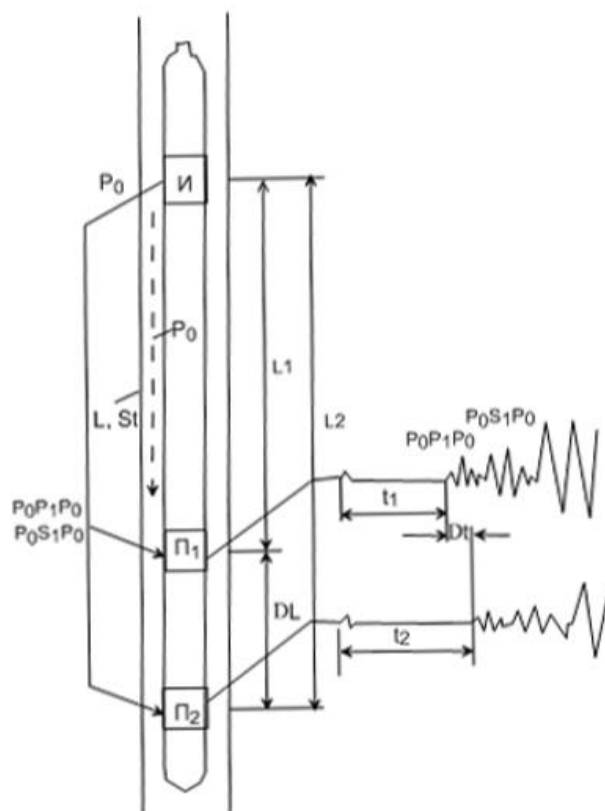


Рис. 2.18 – Схема измерений в методе АК [2].

От источника по буровому раствору распространяются только продольная волна P_0 (поперечные волны через раствор не проходят). После того, как колебания достигнут стенки скважины, они возбуждают в горных породах продольные P_1 и поперечные S_1 колебания. Эти волны при распространении вдоль поверхности скважины возбуждают в буровом растворе головные продольные волны $P_0P_1P_0$ и обменные волны $P_0S_1P_0$, которые приходят к приемникам скважинного прибора. По жидкости в скважине распространяется прямая гидроволна P_0 и каналовые волны L и St (так называемые волны Лемба и Стоунли), возникающие на границе твердой фазы и жидкости.

В скважинном приборе обычно имеется два приемника. Регистрируемые приемником колебания содержат несколько типов волн, различающихся скоростью распространения, амплитудой, затуханием и частотой (рис. 2.19).

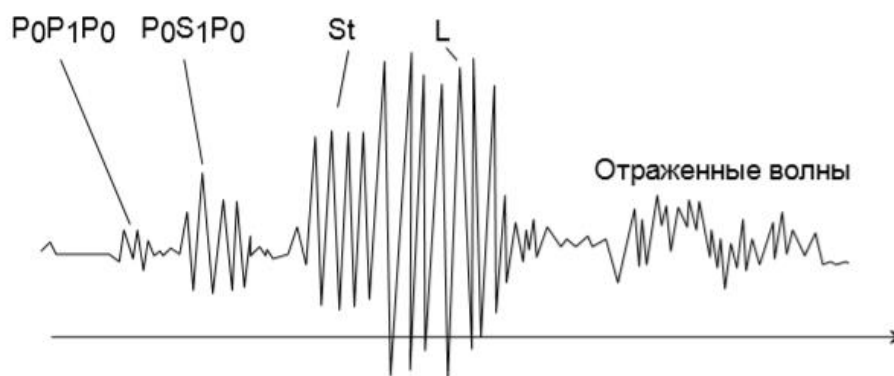


Рис. 2.19 – Волновая картина [2].

В первых вступлениях приходит, как правило, головная волна P0P1P0, распространяющаяся со скоростью продольных колебаний в горных породах. Следом за головной волной приходит обменная волна P0S1P0. Эта волна распространяется со скоростью VS1 в горных породах. Поскольку скорость поперечных волн меньше, чем продольных, время вступления волны P0S1P0 в 1.6-2.2. раза больше времени вступления волны P0P1P0. Амплитуда волны P0S1P0 превышает амплитуду волны P0P1P0. Кроме перечисленных волн в сигнале также присутствуют вторичные волны (отраженные, дифрагированные). Кроме того, в неоднородных средах накладывается дополнительный нерегулярный фон.

В данной курсовой работе анализируются данные акустического каротажа по скорости. Измерялась разность времен вступления продольной головной волны P0P1P0 в точках расположения первого и второго приемников. Полученный параметр, нормированный по базе зонда ΔL, называется удельным временем $t_{уд}$ и измеряется в мкс/м. Данный параметр также называют интервальным временем, обозначая Δt, Dt или ΔT. Он пропорционален скорости продольных волн:

$$t_{уд} = \frac{1}{V_p}$$

2.8 Кавернометрия

Изложенные ниже сведения приведены по данным из источника [1].

Кавернометрия – метод измерения диаметра буровой скважины. В результате кавернометрии получают кривую – кавернограмму.

Эти данные необходимы для интерпретации данных каротажа, получения сведений о результатах опробования пластов, а также для надежного контроля за разработкой и проведения ремонтных работ в скважинах.

В процессе бурения фактический диаметр скважины изменяется относительно номинального (равного диаметру долота) (рис. 2.20). Увеличение фактического диаметра наблюдается в интервалах глинистых пород из-за гидратации глинистых частиц и их последующего размыва гидромониторной струей долотных отверстий. При этом интенсивность размыва монтмориллонитовых глин выше, чем каолинитовых. Образование каверн также наблюдается в интервалах гипсов и солей в связи с их размывом буровым раствором.

При использовании буровых растворов на основе соленой воды снижается скорость образования каверн, при применении буровых растворов на нефтяной основе – каверны практически не образуются.

В плотных породах (известняках, плотных песчаниках, доломитах и др.), не содержащих примесей глинистого вещества, фактический диаметр обычно соответствует номинальному. А в проницаемых пластах-коллекторах наблюдается фильтрация буровых растворов, глинистые частицы оседают на стенке скважины, и образуется глинистая корка (толщиной от миллиметров до 4 см), которая уменьшает фактический диаметр скважины.

Каверномеров существует множество и все они могут различаться по своим конструктивным особенностям. В практике исследования нефтяных скважин широкое распространение получили каверномеры, показанные на рисунке 2.21. Под влиянием изменения диаметра скважины движения измерительных рычагов преобразуются с помощью датчиков в электрические сигналы, которые передаются на поверхность через кабель и регистрируются в виде кавернограммы. Точкой записи кавернограмм обычно является точка касания рычажных систем. Кавернограммы записываются в масштабе глубин 1:200 или 1:500, масштаб записи – 5 см/см или 1-2 см/см при детальных исследованиях, допустимая скорость измерений – 1500–2000 м/ч [1].

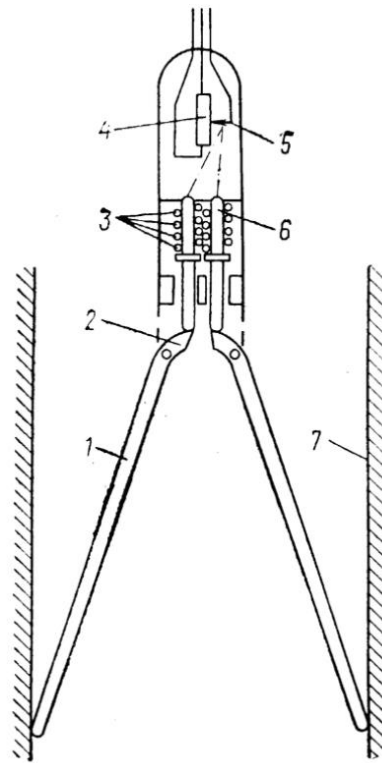


Рис. 2.20 – Принципиальная схема калверномера [1].

1 – длинное плечо рычага, 2 – короткое плечо, 3 – пружина, 4 – оптический датчик, 5 – ползунок, 6 – шток, 7 – стенка скважины.

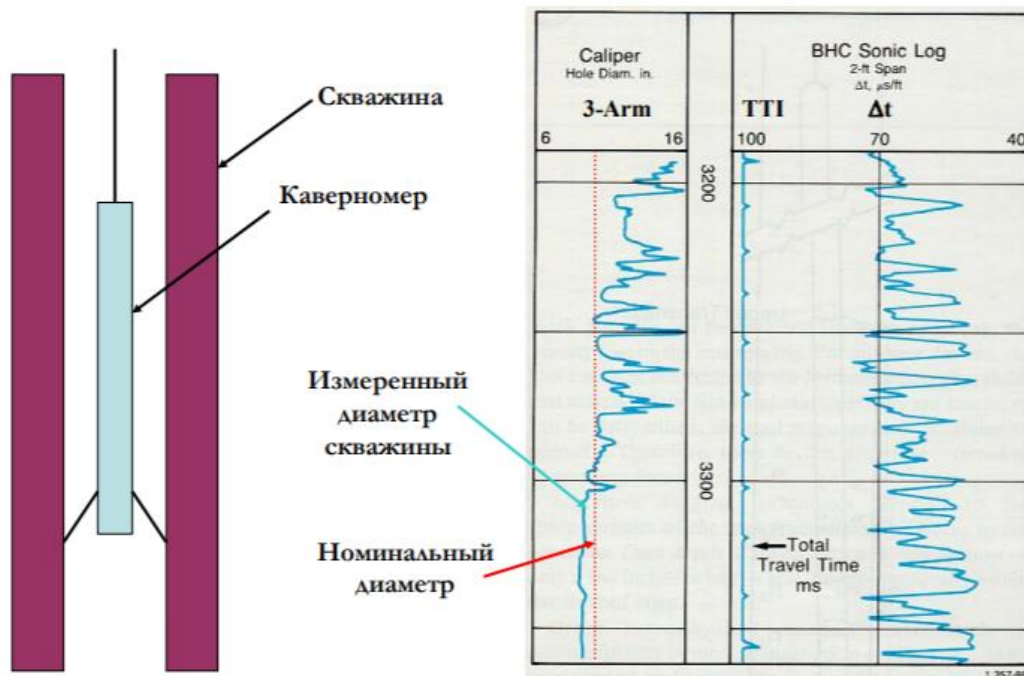


Рис. 2.21 – Измерение диаметра скважины калверномером [1].

3. МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

3.1 Выделение коллекторов

Коллекторами являются породы, способные вмещать в себя углеводороды и отдавать их при разработке. Таким образом, их важнейшими характеристиками являются коэффициент пористости K_p , коэффициент проницаемости $K_{пр}$, а также коэффициент водонасыщенности K_v и коэффициент остаточной нефтенасыщенности K_n , - отражающие характер насыщенности пород.

В случае рассматриваемых продуктивных пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁ коллекторами являются гравелиты, песчаники крупнозернистые гравелитовые, песчаники средне-крупнозернистые гравелитистые, песчаники средне-мелкозернистые алевритистые. Эти породы отличаются низким содержанием глинистого цемента и каолинистым минеральным составом (более 80%) [10].

Неколлекторами являются песчаники средне-мелкозернистые алевритистые, песчаники мелкозернистые алевритовые глинистые, а также глинистые алевролиты [10].

По данным полного комплекса ГИС, включающего методы ПС, ГК, АК, ГГК-П, ННК-Т, микрозондирование и кавернометрию, производилось литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов по прямым качественным признакам. Пласты-коллекторы (песчаники, гравелиты) выделяются по следующим признакам:

- отрицательные аномалии методов ПС, ГК и ННК-Т;
- наличие глинистой корки и сужение диаметра скважины в интервале коллектора (данные каверномера);
- положительное приращение на диаграммах микрозондов (показания МПЗ выше показаний МГЗ);
- положительные аномалии методов КС.

Также интервалы коллекторов были разбиты на пропластки, различающиеся по плотности. Положительные аномалии ГГК-П и отрицательные аномалии АК свидетельствуют о возрастании плотности пород.

Пласты-коллекторы также могут быть выделены с помощью количественных критериев, в частности, статистических, которые предполагают нахождение граничного значения параметра $\alpha_{пс}$. По данным источника [11] величина $\alpha_{пс} = 0,39$ соответствует границе коллектор-неколлектор для

пород шеркалинской свиты (это значение обозначено на планшетах скважин 9285, 9287 в Приложениях 1 и 2).

3.2 Определение глинистости

На фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в значительной степени влияют глинистые компоненты: их минеральный состав, структура распределения в породе, количественное содержание. Данные о количестве глинистого материала в породе могут быть представлены, в частности, в виде объемной глинистости (V_{sh}):

$$V_{sh} = \frac{V_{гг}}{V_{тв}},$$

где $V_{гг}$ – объем глинистых частиц, $V_{тв}$ – объем породы.

Главным назначением метода ГК является выделение глинистых пластов по повышенной радиоактивности глинистых минералов и выделение коллекторов с малым количеством глинистого материала по пониженной радиоактивности. В данной работе принимались следующие значения параметров: интенсивность гамма-излучения опорных пластов песчаников $I_{п} = 2,3$ (для скважин 9285 и 9287), интенсивность гамма-излучения опорных пластов глин $I_{гг} \approx 11$ (для скважин 9285 и 9287). Двойной разностный параметр I_{γ} рассчитывался по следующей формуле:

$$I_{\gamma} = \frac{I - I_{п}}{I_{гг} - I_{п}},$$

где I – значения по кривой ГК.

Для нахождения объемной глинистости использовалась формула В.В. Ларионова [1]:

$$V_{sh} = 0,083 \cdot (2^{3,7 \cdot I_{\gamma}} - 1), \quad (1)$$

так как эта зависимость наиболее точно описывает связи для песчано-глинистых разрезов Западной Сибири.

По диаграммам ПС также определяют объемную глинистость V_{sh} для пород с рассеянной глинистостью, используя коэффициент $\alpha_{пс}$:

$$\alpha_{пс} = \frac{U_{псmax} - U_{пс}}{U_{псmax} - U_{псmin}},$$

где $U_{пс}$ – показания каротажа ПС, $U_{псmin}$ (60,4 мВ для скважины 9285, 70 мВ для скважины 9287) – значения каротажа ПС на линии песков, $U_{псmax}$ (104,8 мВ для скважины 9285, 170 мВ для скважины 9287) – значение каротажа ПС на линии глин (значения найдены по кривым ПС).

Объёмная глинистость вычислялась по формуле [1]:

$$V_{sh} = 1 - \alpha_{пс}. \quad (2)$$

3.3 Определение пористости

Пористость породы характеризует долю суммарного объема породы, не занятого твердой минеральной составляющей, и определяется коэффициентом пористости $K_{п}$, который, в свою очередь, определяет наличие различных пустот (трещин, каверн, межзерновых пор). Пористость бывает нескольких видов:

- общая ($K_{п}$) – пористость, определяемая общим объемом пор:

$$K_{п} = \frac{\sum V_{пор}}{V_{гп}};$$

- открытая ($K_{по}$) – пористость, образована системой сообщающихся пор:

$$K_{по} = \frac{\sum V_{сообщ.пор}}{V_{гп}};$$

- закрытая ($K_{пзакр}$) – пористость, образованная изолированными порами:

$$K_{пзакр} = \frac{\sum V_{закр.пор}}{V_{гп}};$$

- эффективная ($K_{пэфф}$) – пористость, определяемая объемом порового пространства, по которому возможно движение флюида, без застойных вод:

$$K_{пэфф} = K_{по} \cdot (1 - K_{в}),$$

где $K_{в}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности;

- динамическая ($K_{пдин}$) – пористость, аналогичная эффективной пористости с учетом остаточной нефтенасыщенности:

$$K_{пдин} = K_{по} \cdot (1 - K_{н} - K_{в}),$$

где $K_{н}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

В данной работе открытая пористость находится методом ПС, общая пористость – методами АК, ГГК-П, ННК-Т; обе разновидности далее будут обозначены как $K_{п}$.

3.3.1 Определение пористости по данным ПС

В поровых коллекторах с глинистым цементом имеется возможность определения открытой пористости по величине аномалий ПС или по коэффициенту $\alpha_{\text{ПС}}$ (считается, что глинистый цемент заполняет поры породы):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПСmax}} - U_{\text{ПС}}}{U_{\text{ПСmax}} - U_{\text{ПСmin}}}, \quad (3)$$

где $U_{\text{ПС}}$ – показания каротажа ПС, $U_{\text{ПСmin}}$ (60,4 мВ для скважины 9285, 70 мВ для скважины 9287) – значения каротажа ПС на линии песков, $U_{\text{ПСmax}}$ (104,8 мВ для скважины 9285, 170 мВ для скважины 9287) – значение каротажа ПС на линии глин (значения найдены по кривым ПС).

Однако, недостаток этого способа заключается в невозможности определения $K_{\text{П}}$ для чистых и слабоглинистых коллекторов, так как в таком случае $\alpha_{\text{ПС}} \approx 1$. Дальнейшее определение коэффициента пористости проводится по зависимости $K_{\text{П}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$, полученной по результатам лабораторных измерений на керне.

$K_{\text{П}}$ по методу ПС в данной работе рассчитывались по петрофизической зависимости, полученной для пласта ЮК₉, так как не было найдено соответствующей зависимости для исследуемых пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁: $K_{\text{П}} = 0,3192(\alpha_{\text{ПС}})^2 + 11,214\alpha_{\text{ПС}} + 9,1381$ [12].

3.3.2 Определение пористости по данным ГГК-П

Данный метод является наиболее предпочтительным для определения пористости при выдержанности минералогической плотности различных литотипов пород, он независим от структуры порового пространства.

По данным ГГК-П проводится определение коэффициента общей пористости $K_{\text{П}}$, при этом используется формула:

$$K_{\text{П}} = \frac{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{п}}}{\delta_{\text{м}} - \delta_{\text{ж}}},$$

где $\delta_{\text{п}}$ – объемная плотность пород минерального скелета, $\delta_{\text{м}}$ (2,67 г/см³) – плотность минерального скелета породы, $\delta_{\text{ж}}$ (0,762 г/см³) – плотность флюида в порах прискважинной зоны. Значения выведены при исследовании керна Талинской площади и взяты из источника [11].

При использовании ГГК-П для количественных оценок пористости следует иметь в виду, что надежные результаты не могут быть получены в кавернозных интервалах скважин, где размер каверн больше 2 см и при толщине глинистой корки более 2 см. Для полиминеральных пород ГГК-

П малоэффективен. Основное условие успешного ГГК-П – наличие информации о параметрах минерального скелета горной породы.

Для расчета пористости по методу ГГК-П в скважинах 9285, 9287 была использована формула, полученная по данным исследования керна Талинской площади [11]:

$$K_{\Pi} = 1,4 - 0,524 \cdot \delta_{\Pi}, \quad (4)$$

где δ_{Π} – объемная плотность пород.

3.3.3 Определение пористости по данным АК

Метод АК используется для определения коэффициента общей пористости, так как скорость распространения упругих волн в породе зависит от этого параметра.

В общем случае применяется зависимость между K_{Π} и временем пробега упругой волны на единице длины Δt . Используется формула [1]:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{м}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{м}}},$$

где Δt – данные метода АК, $\Delta t_{\text{м}}$ – для минерального скелета, $\Delta t_{\text{ж}}$ – для жидкости в поровом пространстве породы.

На скорость распространения упругих колебаний в воде влияет минерализация, температура, давление, а также структура и размер трещин и пор породы.

Проблема в применении метода АК для определения коэффициента пористости состоит в сложности выбора адекватных параметров $\Delta t_{\text{м}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$, меняющихся в районе работ в широких пределах.

Общую пористость коллекторов по данным АК для Талинской площади можно вычислить, используя следующую эмпирическую зависимость [11]:

$$K_{\Pi} = (0,002 \cdot \Delta t - 0.351), \quad (5)$$

3.3.4 Определение пористости по данным ННК-Т

Метод чувствителен к содержанию водорода в пустотах породы независимо от того, в каком химическом соединении находится этот элемент. Флюиды такие как вода нефть, газ присутствуют в порах, и это делает возможным применение данного метода. Однако содержание водорода в глинах и гипсах примерно соответствует водо- и нефтенасыщенным породам с $K_{\Pi}=20-50\%$, поэтому такие пласты на нейтронных каротажных диаграммах выделяются как коллекторы.

Показания нейтронного каротажа сильно подвержены влиянию технических условий измерений: диаметра скважины, толщины глинистой корки, бурового раствора, и требуют

соответствующих поправок. Стоит отметить, что данные двухзондовых приборов в отличие от однозондовых менее подвержены влиянию скважинных условий и их применение позволяет повысить точность и надежность определения пористости.

В осадочных горных породах, поры которых насыщены водой, нефтью или газом, нейтронными методами определяют водородный индекс или эквивалентную влажность ω . После ввода поправок, зависящих от типа используемой аппаратуры показания нейтронного каротажа, называют «нейтронной пористостью» (или водородосодержанием) – $K_{пN}$. Для чистого (неглинистого) водоносного или нефтеносного пласта по данным нейтронного каротажа непосредственно определяют $K_{п}$, используя данный параметр. Для глинистых коллекторов необходимо введение поправок для перехода от $K_{пN}$ к $K_{п}$. Истинный $K_{п}$ можно найти по следующей теоретической формуле [1]:

$$K_{пN} = K_{п}S_{xo}k_{пNф} + K_{п}(1 - S_{xo})K_{пNyв} + V_{sh}K_{пNsh} + (1 - K_{п} - V_{sh})K_{пNck},$$

где $K_{п}$ – истинная общая пористость, S_{xo} – насыщенность фильтратом бурового раствора в зоне проникновения, $K_{пNф}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного фильтратом бурового раствора, $K_{пNyв}$ – нейтронная пористость пласта, насыщенного углеводородным флюидом, V_{sh} – объемная глинистость, $K_{пNsh}$ – нейтронная пористость глин, $K_{пNck}$ – нейтронная пористость матрицы.

Также истинный $K_{п}$ может быть найден по следующей формуле [11]:

$$K_{п} = K_{пN} - V_{sh} \cdot K_{пNsh}. \quad (6)$$

Истинная пористость пластов ЮК₁₀ и ЮК₁₁ по методу ННК-Т определялась по последней зависимости. Значения V_{sh} определялись по методике, описанной в главе 3.2, с использованием данных каротажа ГК; $K_{пNsh} = 0,35$ (значение взято из исходных данных для скважин 9285, 9287).

3.4 Определение коэффициента проницаемости

Проницаемость характеризует свойство породы пропускать через систему сообщающихся между собой пор флюиды при наличии перепада давлений. Выделяют несколько видов проницаемости:

- *абсолютная* – проницаемость пористой среды, насыщенной одним флюидом;
- *эффективная* или *фазовая* – проницаемость пористой среды, наблюдающаяся при двухфазной фильтрации;
- *относительная* – отношение фазовой проницаемости для определенной фазы к абсолютной проницаемости.

В данной работе абсолютная проницаемость пород обозначается $K_{пр}$.

Хорошей проницаемостью обладают пески, песчаники, доломиты, известняки, алевролиты и рыхлые глины.

Уравнение Дарси отражает связь между абсолютной проницаемостью ($K_{пр}$) и объемным расходом жидкости (Q), перепадом давления (ΔP), площадью сечения (A), длиной пористой среды (l), динамической вязкостью (μ) [1]:

$$Q = \frac{K_{пр} \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}.$$

Проницаемость в наибольшей степени зависит от структуры порового пространства, в частности от извилистости и удельной поверхности фильтрующих каналов, которые определить достаточно сложно, поэтому при изучении проницаемости пород Талинской площади была определена корреляционная связь между пористостью коллектора и его проницаемостью.

Для расчета коэффициента абсолютной проницаемости было использовано следующее петрофизическое уравнение [11]:

$$\lg K_{пр} = \frac{(K_{п}^2 - 0,0105)}{0,007}, \quad (7)$$

где значения $K_{п}$ были взяты из данных метода ГГК-П, так как они были вычислены при помощи специальных петрофизических зависимостей, и эти значения показывают хорошую сходимость с данными по керну.

3.5 Определение коэффициента водо- и нефтенасыщенности

Флюидонасыщенностью коллекторов называется объем порового пространства, занятого определенным флюидом.

Водонасыщенные и нефтенасыщенные коллекторы выделяются на диаграммах удельного электрического сопротивления по-разному: у водонасыщенных коллекторов низкие показания, у нефтенасыщенных – высокие. Однако в общем случае данный параметр не является однозначной характеристикой нефтегазоносности, более информативным является параметр насыщения P_n . Ниже приведена формула для расчета параметра насыщения, а также для параметра пористости P_p , который будет необходим для дальнейшего изложения методики.

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}} = a \cdot K_{п}^{-m},$$

$$P_H = \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{ВП}} = K_B^{-n},$$

где коэффициент a зависит от извилистости пор, коэффициент m зависит от цементации, коэффициент n зависит от распределения насыщенности, ρ_B – удельное электрическое сопротивление пластовой воды, $\rho_{ВП}$ – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта, K_B – коэффициент водонасыщенности, K_H – коэффициент нефтенасыщенности.

Данные удельного электрического сопротивления ρ_{Π} взяты с кривой «ВИКИЗ зонд 2.0», так как зонд этой длины показывает истинное удельное сопротивление пласта (также при мощности пласта более 4 м предпочтительно использовать данные БКЗ, при мощности менее 4 м – данные индукционного каротажа [11]).

K_B был найден по формуле Арчи-Дахнова:

$$K_B = \sqrt[n]{\frac{a \rho_B}{K_{\Pi}^m \rho_{\Pi}}}, \quad (8)$$

где $a=0,41$, $n=1,58$, $m=2,32$ (для пласта ЮК₁₀), $a=1,33$, $n=1,58$, $m=1,676$ (для пласта ЮК₁₁), $\rho_B=0,14$ [11]; K_{Π} был также вычислен по методу ГГК-П.

Коэффициент остаточной водо- и нефтенасыщенности связаны уравнением [2]:

$$K_H = 1 - K_B. \quad (9)$$

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА НА ТАЛИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

4.1 Исходные данные и программа обработки

Для интерпретации были взяты данные скважин 9285 и 9287, расположенных на юго-западе Талинской площади (рис. 4.1). Планшеты рассматриваемых скважин размещены в Приложении 1 и Приложении 2. В некоторых интервалах разреза скважины 9285 наблюдается неполный вынос керна, что затрудняет сопоставление керновых данных с данными по каротажу (табл. 4.1). Для скважины 9287 керновые данные отсутствуют.

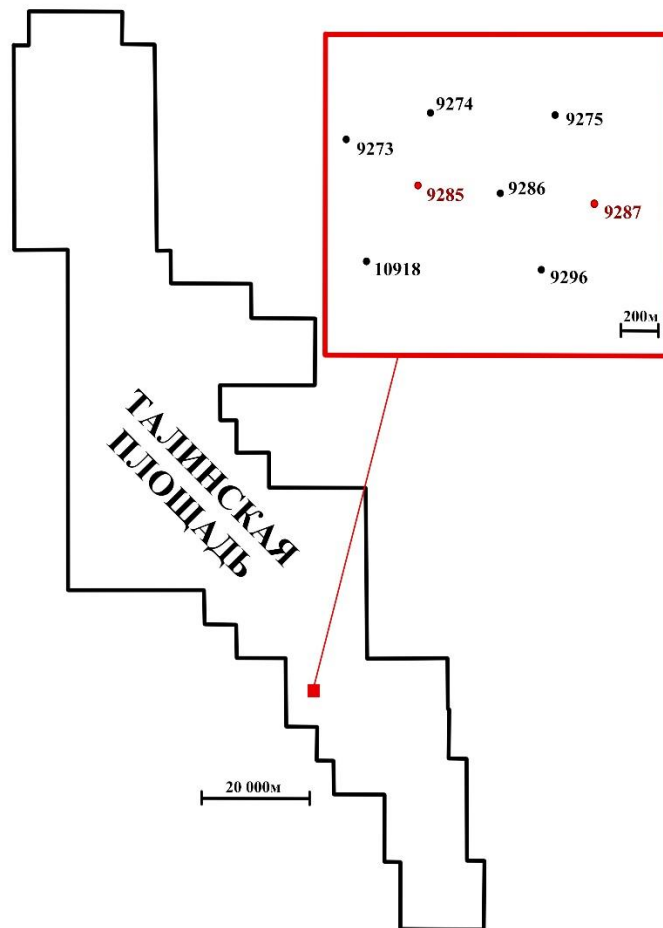


Рис. 4.1 – Схематичное расположение скважин 9287, 9285 на Талинской площади по данным [7].

Таблица 4.1 – Характеристика отбора керна из скважины 9285 Талинской площади [10].

№ долбления	Стратиграфическая единица	Интервал долбления, м		Проходка, м	Вынос керна	
		кровля	подошва		м	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Пласт ЮК ₁₀	2690,5	2697,5	7,0	7,00	100
2	Пласт ЮК ₁₀	2697,5	2704,5	7,0	6,49	93,0
3	Пласт ЮК ₁₀	2704,5	2711,5	7,0	5,84	83,4
4	Пласт ЮК ₁₀ +Шеркалинская свита	2711,5	2718,5	7,0	6,80	97,0
5	Шеркалинская свита+ Пласт ЮК ₁₁	2718,5	2725,5	7,0	6,30	90,0
6	Пласт ЮК ₁₁ + PZ	2725,5	2732,5	7,0	4,78	68,0

В скважине 9285 при использовании зависимости $K_n = 1,4 - 0,524 \cdot \delta_n$ (4) по значениям пористости по керну была получена кривая δ_n (кривая PLN – «плотность насыщенного образца»).

При сопоставлении кривой ГГК-П0 (индексом «0» обозначена первая версия кривой ГГК-П по каротажным данным) и PLN были обнаружены расхождения значений параметра δ_n , в среднем составлявшие 0,07 – 0,013. Поэтому была построена новая кривая ГГК-П1 (индексом «1» обозначена новая версия кривой ГГК-П по каротажным данным), значения которой были больше значений кривой ГГК-П0 на 0,06. После процесса нормировки данные пористости по керну лучше сошлись с данными ГИС (Приложение 1).

В процессе интерпретации каротажных данных для скважины 9287 было выявлено, что значения пористости, вычисленные по значениям кривой ГГК-П0, некорректны, так как в некоторых интервалах коллекторов они достигали 30% и значения проницаемости достигали более 2 000 000 мД. Также полученные значения расходились с результатами интерпретации пористости и проницаемости опорной скважины 9285, и с данными источника [11] (рис. 4.2), где $K_n \leq 21\%$ и $K_{пр} \leq 6$ мД (что не противоречит результатам скважины 9285). Кривая ГГК-П0 была отнормирована, получена новая кривая ГГК-П1, которая впоследствии была использована для интерпретации данных (Приложение 2).

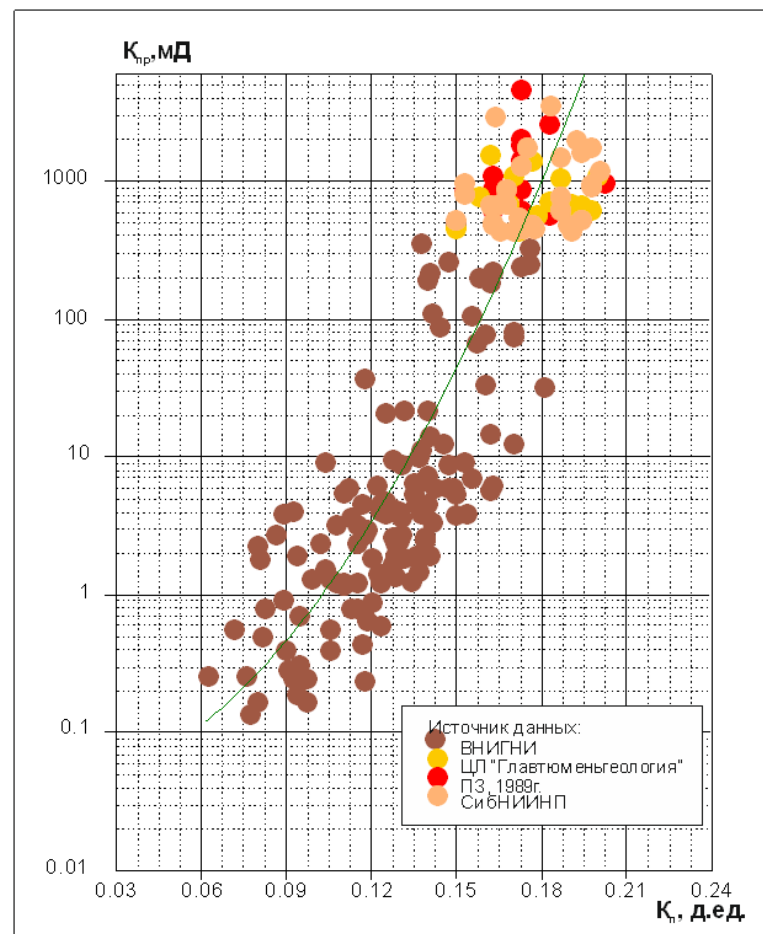


Рис. 4.2 – Сопоставление коэффициента проницаемости и коэффициента пористости по результатам анализов керна для пород Талинской площади [11].

Значения кривых по пластам (и пропласткам, выделенным по различию плотностей пород) были осреднены методом средней взвешенной.

В данной работе использовалась программа Techlog, которая представляет собой программный комплекс для петрофизической интерпретации, при помощи которого выполнялась обработка каротажных данных для скважин 9285, 9287. Данное ПО высокоэффективно, так как располагает широким функционалом для качественной интерпретации как керновых, так и каротажных данных.

4.2 Выделение коллекторов

Коллекторы в скважинах были выделены по методике, описанной в главе 3.1, по прямым качественным признакам, включающим в себя: отрицательные аномалии методов ПС, ГК и ННК-Т, наличие глинистой корки и сужение диаметра скважины по данным каверномера, положительное приращение на диаграммах микрозондов, положительные аномалии методов КС.

В Приложении 1,2 показаны результаты выделения коллекторов в продуктивных пластах ЮК₁₀, ЮК₁₁ в скважинах 9285 и 9287 (кривая «Литоология»).

4.3 Определение глинистости

Объемная глинистость определялась по методике, описанной в главе 3.2.

В Приложениях 1, 2 показаны полученные кривые объемной глинистости V_{sh} , найденные с помощью методов ГК и ПС. В данном случае кривая $V_{sh_ГК}$ – показывает более достоверные значения, так как при ее расчете использовалась формула В.В. Ларионова (1). Значения кривой $V_{sh_ПС}$ получались с учетом общей формулы (2) – с использованием $\alpha_{пс}$. Средние значения объемной глинистости приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Значения объемной глинистости пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁, рассчитанные по данным скважин 9285, 9287.

Объемная глинистость (V_{sh}), д.е.	Скважина	9285		9287	
	Пласт	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁
	ГК	0,032	0,144	0,016	0,027
	ПС	0,178	0,230	0,195	0,420

Значения, полученные с помощью методов ГК и ПС, значительно отличаются в скважинах 9285 и 9287. В данном случае, как уже было сказано ранее, более достоверным следует считать

коэффициент объемной глинистости, вычисленный по методу ГК. В этом случае пласты ЮК₁₀ и ЮК₁₁ в скважине 9285 более глинистые по сравнению с этими же пластами в скважине 9287.

4.4 Определение пористости

Пористость определялась по методикам, описанным в главах 3.3.1 – 3.3.4, с использованием формул (3, 4, 5, 6). В Приложениях 1, 2 показаны результаты интерпретации пористости для скважин 9285 и 9287 (кривые «Кпор_ПС», «Кпор_ГГК-П1», «Кпор_АК», «Кпор_кern»). Средние значения пористости для скважин 9285 и 9287 приведены в таблицах № 4.3 и № 4.4.

Таблица 4.3 – Значения пористости пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁, рассчитанные по данным скважины 9285.

Коэффициент пористости (Кп), %			ПС	ГГК-П	АК	ННК-Т
			ЮК ₁₀	ГИС	18,50	10,68
кern	13,51					
ЮК ₁₁	ГИС	17,72	15,42	21,42	14,26	
	кern	12,67				

В скважине 9285 для пласта ЮК₁₀ результаты интерпретации пористости по данным кривых АК и ГГК-П показали наилучшую сходимость с kernовыми данными. В случае пласта ЮК₁₁ значения пористости по каротажу ННК-Т наиболее близки к значению пористости по kernу; причинами плохой сходимости kernовых данных с остальными данными по каротажу могут являться отсутствие kernового материала в большинстве интервалов рассматриваемого пласта, плохая увязка kernовых данных.

Таблица 4.4 – Значения пористости пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁, рассчитанные по данным скважины 9287.

Коэффициент пористости (Кп), %			ПС	ГГК-П	ННК-Т
			ЮК ₁₀	ГИС	18,36
кern	-				
ЮК ₁₁	ГИС	15,75	10,50	16,13	
	кern	-			

В скважине 9287 отсутствовала запись кривой АК в интервале рассматриваемых пород, по этой причине пористость по данному методу не определена. Из скважины также не отбирался kernовый материал. К значениям пористости опорной скважины 9285 наиболее близки значения скважины 9287, вычисленные по методу ГГК-П, так как при расчетах использовались специально выведенные для рассматриваемых пластов Талинской площади петрофизические зависимости.

Также неплохую сходимость с опорной скважиной показывают значения пористости, вычисленные по методу ННК-Т в пласте ЮК₁₀.

4.5 Определение проницаемости

Проницаемость определялась по формуле (7).

В породах пласта ЮК₁₀ наблюдается значительное колебание проницаемости в узких пределах значений $K_{п}$, что объясняется наличием сверхвысокой фильтрационной проводимостью определенных интервалов. Средние значения проницаемости приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Значения проницаемости пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁, рассчитанные по данным скважин 9285, 9287.

Коэффициент абсолютной проницаемости (Кпр), мД	Скважина	9285		9287	
	Пласт	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁
	ГИС	12,90	789,47	172,13	1,89
	кern	44,92	133,93	-	-

Для скважины 9285 в интервале продуктивного пласта ЮК₁₀ наблюдается относительно хорошая сходимость керновых и каротажных данных. Причиной плохой сходимости керновых данных с данными по каротажу для пласта ЮК₁₁ скорее всего является отсутствие кернового материала почти во всем интервале рассматриваемого пласта. Тем не менее, исходя из имеющихся значений можно заключить, что пласт ЮК₁₁ обладает лучшей фильтрационной характеристикой, чем пласт ЮК₁₀.

В скважине 9287 мощность пласта ЮК₁₁ составляет 1 м, в связи с этим запись каротажных кривых в интервале малой мощности может быть не совсем корректна; также возможно изменение литологии коллектора (увеличение количества глинистых разностей). Приведенными причинами можно объяснить столь сильное различие значений с опорной скважиной 9285, где прослеживается тенденция к высоким значениям проницаемости как по керну, так и по ГИС.

4.6 Определение коэффициента водо-, нефтенасыщенности и характера насыщения

Коэффициенты водо- и нефтенасыщенности рассчитывались по формулам (8) и (9). В Приложениях 1, 2 показаны колонки насыщенности (кривая «Насыщенность»).

В таблице 4.6 показаны полученные средние значения данных параметров.

Таблица 4.6 – Значения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁, рассчитанные по данным скважин 9285 и 9287.

Скважина	9285		9287	
Пласт	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁	ЮК ₁₀	ЮК ₁₁
Коэффициент остаточной водонасыщенности (Кв), д.е.	0,269	0,230	0,214	0,324
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (Кн), д.е.	0,731	0,770	0,786	0,676

Полученные значения параметров рассматриваемых пластов довольно схожи в скважинах 9285 и 9287. Характер насыщения коллекторов шеркалинской свиты можно рассматривать как нефтенасыщенный.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены физико-геологические особенности Талинской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения и продуктивных пластов ЮК₁₀, ЮК₁₁ шеркалинской свиты. Приведено описание основ методов ПС, КС, БКЗ, БК, МК, ИК, ГК, ГГК-П, ННК-Т, АК, кавернометрии, с помощью которых были найдены общая и открытая пористость, абсолютная проницаемость, глинистость, водо- и нефтенасыщенность коллекторов.

Интерпретация каротажных данных проведена в программном комплексе Techlog. В скважинах 9285, 9287 при помощи каротажных данных ПС, ГК, АК, ГГК-П, ННК-Т, МК и кавернометрии в продуктивных пластах ЮК₁₀, ЮК₁₁ были выделены интервалы пород-коллекторов, а также с использованием петрофизических зависимостей определены следующие коэффициенты: K_p , V_{sh} , $K_{пр}$, K_v и K_n .

Глинистость пород была найдена по методам ПС и ГК. Средние значения коэффициента объемной глинистости для пласта ЮК₁₀ составили 0,016-0,195, для пласта ЮК₁₁ – 0,027-0,420. Значения, полученные при помощи различных методов, изменяются в относительно широких пределах. Более достоверные значения получены, вероятно, по методу ГК.

Для определения пористости пород были проанализированы данные каротажа ПС, ГГК-П, АК и ННК-Т. Средние значения коэффициента пористости пласта ЮК₁₀ находятся в интервале от 10,68-18,50%. Хорошую сходимость с данными, полученными при петрофизическом исследовании керна, показали значения, полученные с помощью методов ГГК-П, АК, ННК-Т. Для пласта ЮК₁₁ средние значения пористости находятся в интервале 10,50-21,42%. Хорошую сходимость с керновыми данными показали значения, вычисленные по каротажу ГГК-П и ННК-Т. Практически во всем интервале данного продуктивного пласта отсутствует керновый материал, что может являться причиной плохой сходимости значений.

Абсолютная проницаемость была найдена при помощи петрофизической зависимости с использованием K_p , найденного по методу ГГК-П. Средние значения коэффициента абсолютной проницаемости для пласта ЮК₁₀ составили 12,9-172,13 мД, для пласта ЮК₁₁ – 1,89-789,47 мД. В пласте ЮК₁₀ наблюдается относительно хорошая сходимость с керновыми данными, чего нельзя сказать о пласте ЮК₁₁ (маленький вынос керна, небольшая мощность пласта, возможна некорректная запись каротажа).

Оценка водо- и нефтенасыщенности пород выполнена по формуле Арчи-Дахнова. Средние значения коэффициента водонасыщенности для пласта ЮК₁₀ составили 0,214-0,269, для пласта ЮК₁₁ – 0,230-0,324. Средние значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности для пласта

ЮК₁₀ составили 0,731-0,786, для пласта ЮК₁₁ – 0,676-0,770. Характер насыщения коллекторов шеркалинской свиты можно рассматривать как нефтенасыщенный.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная литература:

1. Меркулов, В.П. Геофизические исследования скважин (учебное пособие) / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
2. Сараев, А.К. Каротаж при изучении нефтегазоносных коллекторов (учебное пособие) / А.К. Сараев. – Санкт-Петербург: Изд-во С.- Петерб. ун-та, 2019. – 120 с.
3. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, Э.О. Амон, Ю.Н. Федоров и др.; под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. 325 с.

Фондовая литература:

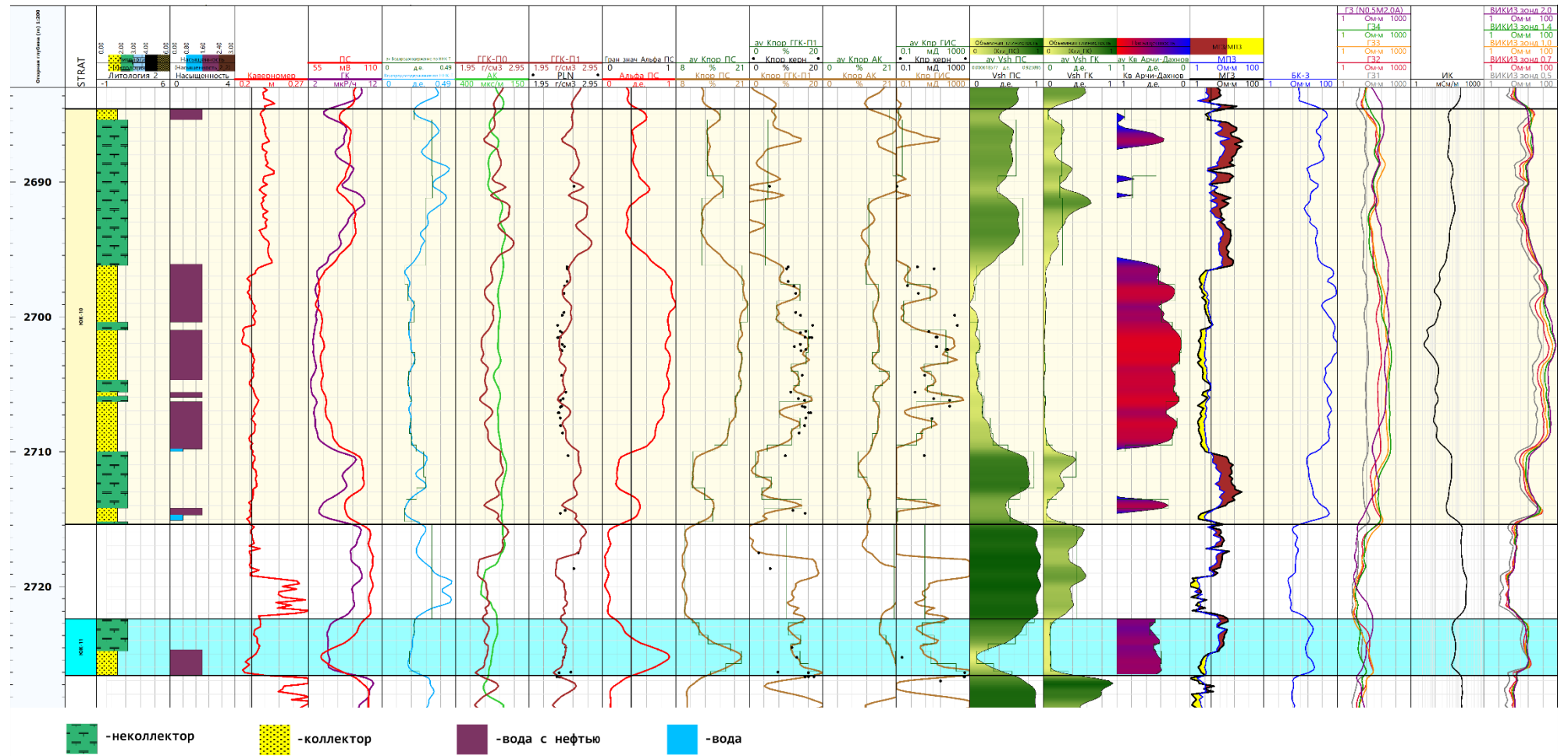
4. Авторский надзор за выполнением технологической схемы разработки Красноленинского месторождения в границах Талинского лицензионного участка / ТННЦ.
5. Анализ текущего состояния разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Талинского лицензионного участка / ЗАО ТННЦ.
6. Геологическая интерпретация продуктивных отложений на основе сейсмической инверсии в районе скважины 30048 Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения / ОАО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «ТННЦ» - Тюмень, 2014.
7. Дополнение к технологической схеме разработки Талинской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения / ОАО «ТНК-Нягань», ООО «ТННЦ», ЗАО «ТИНГ» - Тюмень, 2011.
8. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Талинского лицензионного участка / Протокол ЦКР Роснедр – Талинка ДТСР, 2017.
9. Обзор по Талинской площади. Шеркалинская свита / ТНК-ВР – Нягань, 2011.
10. Отчет по литолого-петрофизической характеристике горных пород по керну скважин Талинской площади / по материалам ОАО «ТНК-Нягань».
11. Пересчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным пластам Ем-Еговского ЛУ Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. Информационный отчет / ОАО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр». – Тюмень, 2014.
12. Результаты оперативной интерпретации комплекса ГИС на Талинском месторождении, скв. 9285 куст 609 / Тюменьпромгеофизика. – 2006.

Электронные ресурсы:

13. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция [Электронный ресурс]. – URL: https://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/1971/Западно
14. Талинское нефтяное месторождение [Электронный ресурс]. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Талинское_нефтяное_месторождение

Приложение 1

Исходные данные и результаты интерпретации данных ГИС по скважине 9285 Талинской площади.



Приложение 2

Исходные данные и результаты интерпретации данных ГИС по скважине 9287 Талинской площади.

