

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:
И. о. Зав. кафедрой

(Подпись) _____ (Дата) Е.В. Гусев

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
2211	Анфилофьев Павел Сергеевич

Тема работы:

Геофизические исследования скважины с целью выявления и изучения пластов-коллекторов в отложениях доюрского фундамента на Урманском месторождении нефти (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	25 марта 2016 г. № 2345/С
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2016
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы дел скважин из территориального фонда геологической информации по Сибирскому федеральному округу, а также опубликованная литература по теме проектирования
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Геологическое строение и геолого-геофизическая изученность района. 3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. Физические и фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора М (кора выветривания) 4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ объекта. 5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение. 7. Обработка и интерпретация геофизических данных.

	8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 9. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	1. Географическая карта участка работ 2. Изученность участка работ 3. Литолого-стратиграфическая характеристика 4. Тектоническая карта фундамента и чехла Сибирской платформы 5. Структурная карта участка работ 6. Геологический разрез 7. ФГМ 8. Корреляционная схема
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	Бернатонис Павел Вилисович
Экономическая часть	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Гуляев Михаил Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	5.04.2016
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Юрий Викторович	к. г. -м. н.		5.04.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2211	Анфилофьев Павел Сергеевич		5.04.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 19 рис., 26 табл., 50 источников.

Целью данного проекта является применение геофизических исследований на Урманском нефтяном месторождении.

На основе этого была запроектирована скважина, которая уточнит оконтуривание залежи, а также характер насыщения пласта-коллектора. Так же, опираясь на имеющиеся стратиграфические разбивки, представлен разрез по линии скважин и построена априорная физико-геологическая модель для исследуемого интервала. С помощью статистических методов предположили распределение геофизических данных, а также проанализированы результаты геофизических исследований прошлых лет, проводимые на Урманском месторождении.

ESSAY

Final qualifying work contains 100 p., 19 pic., 26 tab., 50 sources.

The aim of this project is the use of geophysical research Urmanskoye oilfield.

On the basis of this has been designed well, which will clarify the delineation deposits, as well as the saturation of the nature of the reservoir. Also, based on available stratigraphic breakdown, a sectional view taken along the line well and built a priori physical and geological model for the test interval. Using statistical methods suggested distribution of geophysical data, and analyzed Results of geophysical investigations of past years, held on Urmanskoye field.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениям:

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **глушение скважин:** Технологический процесс, в результате которого создается противодавление на пласт и прекращается добыча пластового флюида.

– **коллектор:** Пласт, который может накапливать и отдавать флюиды при создании перепада давления.

– **поглощение жидкости глушения:** Потеря некоторого количества жидкости глушения в следствии их перетока из скважины в пласт.

Обозначения и сокращения:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ЖГ – жидкость глушения;
- БП – блокирующая пачка;
- КРС – капитальный ремонт скважины;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ФБР – фильтрат бурового раствора;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.1 Географо-экономический очерк района работ	Ошибка! Закладка не определена.
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность	Ошибка! Закладка не определена.
1.3. Геологическое строение района	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.1. Стратиграфия	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.2. Тектоника	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.3. Нефтегазоносность	Ошибка! Закладка не определена.
1.4. Физические свойства петрофизических комплексов.....	Ошибка! Закладка не определена.
1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет.....	Ошибка! Закладка не определена.
2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ	8
2.1 Выбор участка работ.....	8
2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ	9
2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	12
2.4. Методика и техника полевых работ	15
2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ	23
2.6. Камеральные работы	25
2.7. Интерпретация геофизических данных	28
3.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.1. Организационно - экономический раздел	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	Ошибка! Закладка не определена.
Закладка не определена.	
3.3. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	Ошибка! Закладка не определена.
о определена.	
3.4 Смета расходов на проектируемые работы	Ошибка! Закладка не определена.
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Производственная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению	Ошибка! Закладка не определена.
о определена.	
4.2 Анализ вредных факторов и мероприятий по их устранению	Ошибка! Закладка не определена.
о определена.	
4.3 Пожарная и взрывная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Экологическая безопасность.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	Ошибка! Закладка не определена.

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности **Ошибка! Закладка не определена.**

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 32

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... 33

ВВЕДЕНИЕ

Карбонатные отложения верхнего девона в настоящее время являются основным объектом поисково-разведочных работ. Тем не менее до сих пор возникают значительные трудности при типизации таких коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам [16].

Их причиной является сложное строение коллекторов, в которых наряду с межзерновыми порами почти всегда присутствуют трещины и каверны, составляющие иногда значительную долю эффективного порового пространства и способствующие, как правило, формированию глубокой зоны проникновения фильтрата бурового раствора. Сложное строение, значительная петрофизическая неоднородность и изменчивость свойств карбонатных коллекторов от месторождения к месторождению делает малоэффективными общепринятые способы исследования (керна, стандартные промыслово-геофизические методы) и выдвигает на первый план новые, такие, как «исследование-испытание-исследование», временные замеры, метод «двух растворов», способы нормализации диаграмм по пористости, индукционный, ультразвуковой, а также комплексирование различных геофизических методов. [17]

В дипломной работе рассматривается проблема карбонатных коллекторов и обоснование методов решения на Урманском нефтегазоконденсатное месторождение, расположенном в Парабельском районе Томской области в междуречье рек Чузик и Чижапка.

Целью данной дипломной работы является проектирование и обоснование комплекса методов ГИС в открытом стволе для определения коллекторских свойств на Урманском месторождении.

2 ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Выбор участка работ

В результате анализа работ прошлых лет проектируется заложение разведочной скважины № 100 располагающейся на юго-западном блоке структуры в западном направлении от скважины 10.

Проектная глубина 3250 метров и проектный горизонт палеозой представлены на геологическом разрезе по линии I-I (рисунок 10).

Проектируемая скважина находится гипсометрически ниже скважины № 10 на 20 метров. Исходя из этого, предполагается вскрыть следующий посевитный стратиграфический разрез:

Славгородская свита 410 м
Ипатовская свита 470 м
Кузнецовская свита 640 м
Покурская свита 660 м
Алымская свита 1670 м
Киялинская свита 1730 м
Тарская свита 2240 м
Куломзинская свита 2330 м
Баженовская свита 2560 м
Васюганская свита 2590 м
Тюменская свита 2665 м
Кора выветривания 3061 м
Палеозой 3081 м

Целью данной скважины является изучение коллекторских свойств пород доюрского фундамента и определение положения ВНК.

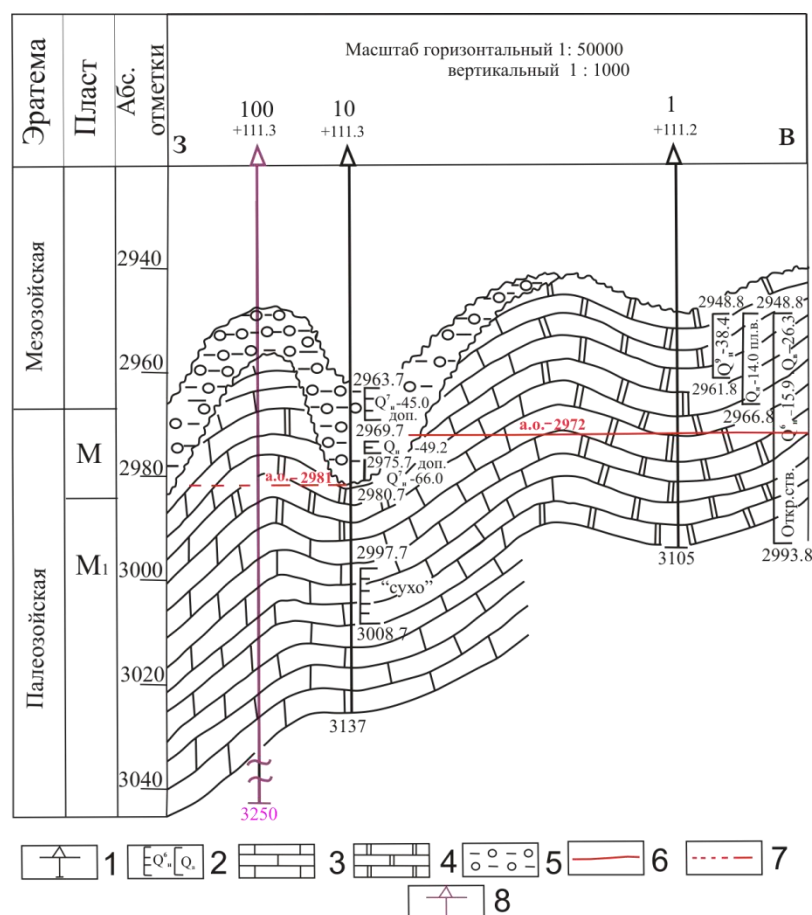


Рисунок 10 – Геологический разрез по линии I-I Урманского месторождения

1 – скважина, пробуренная в плоскости разреза; 2 – интервалы испытания с полученным результатом; 3 – известняки; 4 – доломиты; 5 – бокситы; 6 – ВНК; 7 – предполагаемый ВНК; 8 – проектная разведочная скважина.

2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Априорная физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения в процессе работ и оптимальным образом выбрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач.

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная ФГМ искомого объекта и с её помощью определяется тактика и параметры геофизических наблюдений.

Создание физико-геологической модели основано на изучении физических свойств пород карбонатного разреза. Благодаря этому можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, и проследить, как выделяются интересующие нас объекты по

данным ГИС, а также продумать комплекс геофизических исследований в скважинах с более достоверным расчленением разреза.

Обычно ФГМ включает: геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации [13].

С помощью ГИС в карбонатных разрезах можно отделить рыхлые, высокопористые известняки, известняки-ракушечники от плотных кристаллических и окрепленных известняков.

На диаграммах КС, карбонатные толщи выделяются как зоны высокого сопротивления – от сотен до тысяч и десятков тысяч Ом*м. Рыхлые, кавернозные известняки обладают пониженным КС. В случае нефтегазонасыщенности, а пористые известняки могут быть нефтегазонасыщенными, их сопротивление соизмеримо с сопротивлением плотных известняков.

На диаграммах ПС карбонатные толщи выделяются отрицательными аномалиями на фоне глин. Амплитуда аномалий увеличивается с ростом пористости и уменьшается с ростом глинистости.

Диаграммы ГК выделяют карбонатную толщу пониженными значениями естественной радиоактивности 2-4 мкР/час, которая может увеличиваться с увеличением глинистости.

На диаграммах НГК разности карбонатных пород отмечаются высокими показаниями I_{ny} от 3,5 имн/мин, поскольку содержат очень мало водорода. В каверзных и пористых разностях I_{ny} значительно понижается, что позволяет надежно выделять их среди плотных пород.

На основе анализа геофизических характеристик объекта изучения и физических свойств пород карбонатного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас породы по данным геофизического каротажа, а также продумать геофизические методы которые целесообразно применять для решения поставленных задач (рисунок 10).

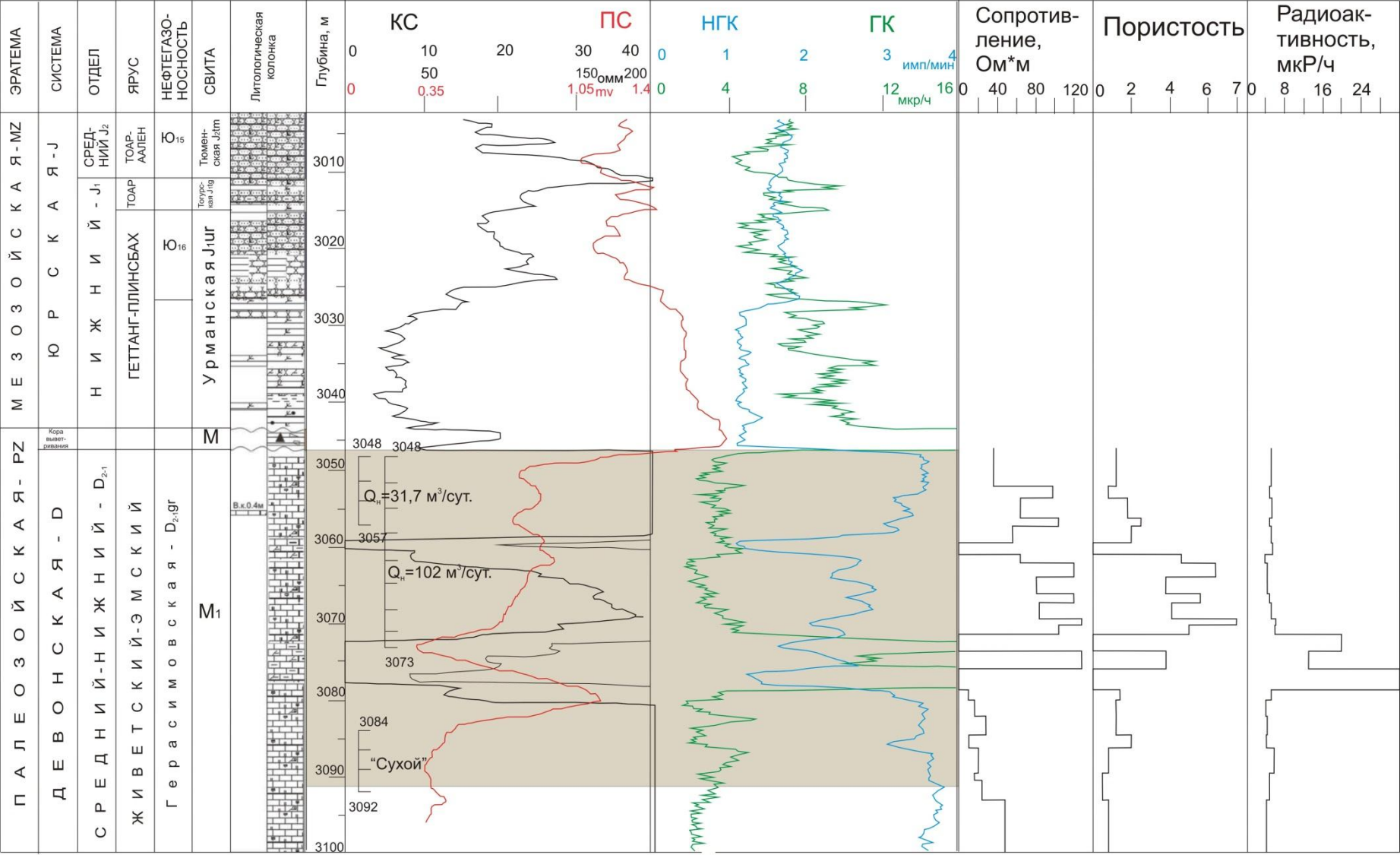


Рисунок 11 – Физико-геологическая модель палеозойского комплекса (M₁)

2.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Рассматриваемый палеозойский комплекс является довольно сложным и представлен известняками, доломитами и доломитизированными известняками.

Стандартный каротаж ГИС в терригенных и терригенно-карбонатных отложениях при бурении на глинистом пресном растворе включает методы: кавернометрия, резистивиметрия, электрометрия (БЭЗ, СП, БК, ИК), радиометрия (ГМ, НГМ, в последнее время часто включают ННМт). Возможно использование акустического и гамма-гамма плотностного метода.

Для изучения карбонатных отложений сложного литологического состава необходим максимально возможный комплекс методов радиометрии и акустических. Методы электрометрии с большим радиусом исследования и метод потенциалов собственной поляризации слабодифференцированы в высокоомном карбонатном разрезе [13].

Для оценки перспектив нефтеносности и уточнения запасов по категории С1 пласта М и М₁ необходимо решить такие задачи, как:

1. Литологическое расчленение разреза скважины и привязка по глубине, данная задача решается методами ПС, ГК, НКТ, ИК, БК;
2. Выделение пластов-коллекторов и определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), решается с помощью каротаж сопротивлений (КС), метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), микрозондирование (МКЗ), кавернометрия и индукционный каротаж (ИК); Боковое каротажное зондирование (БКЗ), гамма каротаж (ГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), акустический каротаж (АК);
3. Определение характера насыщения и местоположения ВНК, осуществляется методами: акустический каротаж (АК), боковой каротаж (БК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ);

Электрический метод (каротаж сопротивлений-КС) является основным методом электрического каротажа скважин, в основе которого лежит различное удельное электрическое сопротивление горных пород и полезных ископаемых.

Измерения кажущегося удельного сопротивления (ρ_k) производятся при помощи зонда, опускаемого в скважину на каротажном кабеле. Зонд состоит из двух сближенных и одного удаленного электрода; четвертый электрод заземляется на поверхности. Через два питающих электрода пропускается электрический ток, с помощью двух других приемных электродов измеряется разность потенциалов ΔU . При поддержании постоянной силы тока I

и постоянном коэффициенте зонда K , зависящего от его размера и типа, регистрируемое ΔU пропорционально кажущемуся удельному сопротивлению: $\rho_k = (K \cdot \Delta U) / I$.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС) основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода и между пластами различной литологии. Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот; адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы. В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевроиты легко отличаются по кривой ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями $U_{пс}$, породы с высокой активностью (глины и сильноглинистые породы) - положительными аномалиями $U_{пс}$.

Боковой каротаж (БК) проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

Индукционный каротаж (ИК) изучает удельную электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что само собой исключает ее влияние на измерения. Метод ИК применим при исследовании пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Радиоактивный метод (гамма-каротаж -ГК) основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов (урана, тория и изотопа калия-40). Самопроизвольный распад атомных ядер которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением, которое возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря

своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м).

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма - активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими γ лучей.

Кавернометрия (КВ) заключается в измерении фактического диаметра скважины. В разрезе различной литологии фактический диаметр скважины не всегда является номинальным и может быть больше или меньше диаметра долота. Фактический диаметр скважины измеряется каверномером, который представляет четыре рычага, прижатых к стенке скважины. По отклонениям этих рычагов можно рассчитать диаметр скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, а также ее средний диаметр [13].

Исходя из выше сказанного при выполнении проектируемых работ, планируется провести комплекс ГИС представленный в таблице 11.

Таблица 11 – Комплекс проектных геофизических исследований

№ пп	Наименование исследований	Масштаб	Интервалы исследования, м
В кондукторе (в открытом стволе)			
1	Стандартный каротаж ПС, БК, ИК, БКЗ	1:500	0-500
2	инклинометрия	через 20 метров	
В эксплуатационной колонне (в открытом стволе)			
1	Стандартный каротаж, ПС, БК, ИК, ГК, НГК, АК, Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ), БКЗ	1:500	500-3040
2	Инклинометрия	через 20 метров	500-3040
Дополнительный комплекс в интервале продуктивной части разреза			
1	Стандартный каротаж, ПС, БК, ИК, ГК, НГК, БКЗ	1:200	3040-3250
2	Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ), волновой акустический каротаж, резистивиметрия	1:200	
3	инклинометрия	через 20 метров	

2.4. Методика и техника полевых работ

Весь комплекс ГИС проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [14].

Подготовительные работы перед проведением ГИС проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ) и непосредственно на скважине.

Перечень работ каротажной партии (отряда) на базе геофизического предприятия включает:

1. получение наряд-заказа на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем;
2. ознакомление с геофизическими и геологическими материалами по исследуемой скважине и получение файлов и твердых копий данных, необходимых для выполнения ряда работ, например, привязки к разрезу интервалов отбора керна, опробований, перфорации и др.
3. получение скважинных приборов, расходных деталей, материалов и источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности;
4. запись файлов периодических калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) выполняет следующие подготовительные операции:

1. проверяет подготовленность бурящейся либо действующей скважины к исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для проведения ГИС и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований и работ;
2. проверяет правильность задания, указанного в наряд-заказе, и при необходимости уточняет его с представителем недропользователя;
3. устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья скважины так, чтобы ось лебедки была горизонтальной и перпендикулярной направлению на устье скважины; затормаживает и надежно закрепляет подъемник, подкладывая клинья под его колеса; крепит датчики натяжения и глубины на выносной консоли;
4. заземляет подъемник с помощью заземления с общим сопротивлением не более 4 Ом;

5. подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине или к генератору автономной силовой установки;

6. сматывает с барабана лебедки первые витки геофизического кабеля так, чтобы выпущенного конца кабеля хватило для подключения к кабельному наконечнику приборов, уложенных на мостках или на полу буровой;

7. заводит кабель в направляющий и подвесной ролики (блок-баланс) и устанавливает последние на свои штатные места;

8. крепит направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, который постоянно закреплен на основании буровой на расстоянии не более 2 м. от ротора таким образом, чтобы средняя плоскость его ролика визуально проходила через середину барабана лебедки каротажного подъемника;

9. устанавливает на направляющем ролике датчик глубины. Узел крепления направляющего ролика должен быть испытан на нагрузку, в 3 раза превышающее номинальное разрывное усилие кабеля;

10. подвешивает подвесной блок и датчик натяжения к вертлюгу через штопор и элеватор или непосредственно на крюк через накидное кольцо на высоте не менее 15-20 м. от мостков. Узел крепления подвесного блока должен быть испытан на нагрузку, превышающее номинальное разрывное натяжение кабеля в 4 раза;

11. подсоединяет к кабельному наконечнику скважинный прибор (сборку приборов, шаблон), проверяет его работоспособность на мостках, опускает прибор в скважину. Подъем прибора над столом ротора и спуск в устье скважины производят с помощью каротажного подъемника, легости (якоря), имеющейся на буровой, или другого грузоподъемного механизма. Для захвата прибора применяют штопор, закрепленный на вилке, которую вставляют в пазы кабельного наконечника;

12. устанавливает на счетчиках регистратора и панели контроля каротажа в подъемнике нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчета глубин (стола ротора буровой установки, планшайбы эксплуатационной скважины) до скважинного прибора.

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и качественном уровнях, и включает в себя:

1. выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);

2. тестирование наземных средств и приборов;

3. формирование описания объекта исследований;
4. полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
5. проведение спуско-подъемных операций для описания первичных данных;
6. полевые калибровки приборов после исследований.

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъемной операции, наименования и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

Выбор скважинного прибора или сборки приборов определяется:

1. совместимостью методов ГИС при их одновременной реализации;
2. конструктивными возможностями соединения различных модулей в одной сборке;
3. скоростями регистрации данных приборами отдельных методов.

Состав сборок определяется совместно недропользователем и геофизическим предприятием с учетом геолого-технических условий в скважинах различного назначения и указывается каротажной партии (отряду) в наряд-заказе на проведение исследований и работ.

Описательная часть (заголовок) исследуемого объекта должна содержать следующую информацию:

1. наименование недропользователя и производителя работ;
2. дату проведения и сведения об объекте исследований, включая название месторождения (площади), номер и категорию скважины, ее альтитуду, интервал исследуемых глубин, назначение исследований (промежуточные, окончательные, привязочные);
3. геолого-технические условия в скважине – номинальный диаметр скважины, ее общую глубину (глубину промежуточного или искусственного забоя), диаметр и глубину спуска последней обсадной колонны, диаметр и положение башмака НКТ;
4. тип лубрикатора и устьевое давление при проведении ПГИ;
5. тип и свойства жидкости, заполняющей скважину;
6. типы и номера каротажных подъемника и лаборатории (регистратора), сведения о геофизическом кабеле – его типе, длине, ценах контрольных и последней магнитных меток;
7. конструкции сборок приборов и самих приборов, включая их типы и номера;
8. используемые источники радиоактивных излучений и места их размещения в приборе;

9. положения точек записи отдельными модулями относительно головки сборки и точки начала отсчета глубин;

10. шаг квантования и скорость записи;

11. фамилии должностных лиц, выполнивших исследования.

Последовательность действий при проведении спускоподъемных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъем приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъема, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов.

Спуск приборов производят под действием привода лебедки каротажного подъемника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 5000 м/ч, при работе через лубрикатор – не более 3000 м/ч.

Регулирование скорости спуска осуществляется тормозом барабана лебедки или программно, если работы выполняются с использованием каротажного подъемника с гидро- или электроприводом. При спуске не допускается резкое торможение барабана лебедки во избежание соскакивания с него витков кабеля. Не рекомендуется проводить спуск при выключенном двигателе подъемника.

Движение приборов на спуске контролируется по натяжению (провисанию) кабеля, датчику натяжения и по изменению на экране монитора значений величин, измеряемых приборами. Допускается выполнять во время спуска операции контроля режимов работы скважинных приборов, проводить контрольные записи против опорных горизонтов и т.п.

При затрудненном спуске скважинных приборов, обусловленной вязкой промывочной жидкостью, наличием в скважине сальников и уступов, допускается увеличение массы приборов за счет закрепляемых снизу специальных грузов. При наличии в скважине уступов целесообразно увеличение длины груза.

В особо сложных случаях, по согласованию с недропользователем, приборы спускают в исследуемый интервал через бурильные трубы со скоростью не более 2000 м/ч при условии, что внутренний диаметр труб должен быть больше внешнего диаметра приборов не менее чем на 10 мм.

За 50 м до забоя скважины скорость спуска прибора необходимо уменьшить до 250 м/ч и задействовать привод лебедки.

Перепуск кабеля в скважину не должен превышать 2-5 м. Во избежание прихвата прибора или залипания геофизического кабеля стоянка приборов на забое не должна превышать 5 мин. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим

состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и недропользователем.

Длительность технологических остановок приборов для проведения исследований (например, для отбора проб пластовых флюидов или образцов пород) устанавливают соглашением между геофизическим предприятием и недропользователем.

Подъем приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъема приборов уменьшают до 250 м/ч.

Подъем приборов и их сборок за пределами исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 5000 м/ч.

Во время подъема приборов ведут непрерывный контроль за натяжением кабеля. При увеличении натяжения до значения, которое составляет половину от разрывного усилия кабеля, подъем прибора (сборки) приостанавливают. Работы продолжают далее, руководствуясь требованиями, предъявляемыми для предотвращения и ликвидации осложнений и аварий в скважине.

Формируют рабочие файлы, содержащие заголовок, результаты периодической и полевой калибровок, первичные данные измерений для следующих записей:

1. основной – в пределах исследуемого интервала и обязательного перекрытия с предыдущим интервалом измерений длиной не менее 50 м;
2. повторной – длиной 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее 2 магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяженностью менее 100 м повторное измерение проводят по всей длине интервала;
3. контрольной – длиной 50 м в интервалах, позволяющих оценить качество выполненных исследований. Такими интервалами являются, например, для электрических и электромагнитных методов – вход в обсадную колонну, для акустических – незацементированный участок обсадной колонны и т.п. В пределах этого интервала должно находиться не менее 2 магнитных меток глубин.

Дискретность регистрации данных по глубине для общих и детальных исследований должна составлять не более 0,2 м.

Стандартный каротаж будет выполняться с использованием подошвенного градиент-зонда А2.0М0.5N, потенциал-зонда N6.0М0.5А. Кроме того, будет проводиться

одновременная запись ПС и БКЗ. БКЗ планируется производить зондами А1.0М0.1N, А4.0М0.5N, А8.0М0.5N, N11.0М0.5A. Масштаб записи: КС – 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Запись будет вестись с использованием скважинного прибора К1А-723М (рисунок 12).

Прибор К1А-723М работает с трехжильным каротажным кабелем.

Технические характеристики прибора:

Масса (Коса)	50(45) кг
Длина	3290мм
Рабочая Температура	до 120 °С
Давление	до 100 МПа
Диаметр	75мм
Длина Зонда	17м
Скорость Регистрации	2000 м/час



Рисунок 12 – Прибор стандартного каротажа К1А-723М [18]

Боковой каротаж

Запись будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. скорость записи 2000 м/ч, используемая аппаратура – та же что и в методе КС.

Питание прибора осуществляется переменным током 400 Гц от УИП 1. Источник питания должен находиться в режиме стабилизации по току. Номинальное значение тока (400±20) мА.

Микрозондирование (МКЗ)

Микрозондирование будет осуществляться при помощи прибора микрокаротажа КЗА-723 (рисунок 13). Масштаб записи 2,5 Ом/см.

Область применения – промыслово-геофизические исследования нефтяных и газовых скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе, с целью выделения коллекторов – позволяет использовать его для решения поставленных геолого-геофизических задач.

Технические характеристики прибора:

Масса	52 кг
Длина	2600мм
Рабочая Температура	до 120 °С
Давление	до 80 МПа
Диаметр	110мм
Скорость Регистрации	1000 м/час

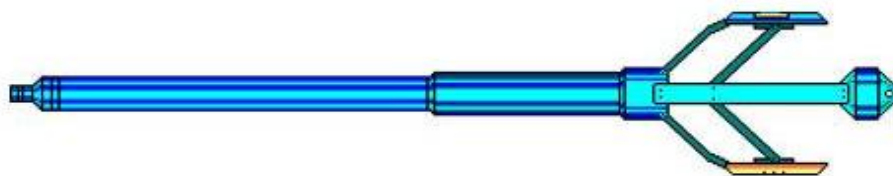


Рисунок 13 – Прибора микрокаротажа К3А-723 [19]

Индукционный каротаж

ИК будет производиться с использованием аппаратуры К1А-723М

Технические характеристики прибора:

Масса (Коса)	50(45) кг
Длина	3290мм
Рабочая Температура	до 120 °С
Давление	до 100 МПа
Диаметр	75мм
Длина Зонда	17м
Скорость Регистрации	2000 м/час

Гамма-каротаж и НКТ

Для осуществления данных методов будет использована аппаратура РК 5-76. Прибор радиоактивного каротажа РК5-76 предназначен для исследований нефтяных и газовых скважин с целью определения коэффициента пористости горных пород (НКТ) и регистрации естественной радиоактивности (гамма-каротаж). Масштаб записи ГК – 10 мкр/ч/см; НКТ – 0,1-0,45 усл.ед./см.

Технические характеристики прибора:

Масса	45 кг
Диаметр	76 мм
Длина	2627 мм
Рабочая Температура	до 120 °С
Давление	до 45 МПа
Скорость Регистрации	от 400 до 600 м/ч
Радиоактивный Источник	PuBe быстрых нейтронов (ИБН-8-5).

Акустический каротаж

АК будет осуществляться при помощи аппаратуры волнового акустического каротажа АКВ-1, предназначенной для исследования нефтяных и газовых скважин диаметром от 110 мм до 300 мм, заполненных раствором на водной основе.

Технические характеристики прибора:

Длина Прибора	6470 мм
Диаметр Без Центраторов	73 мм (90мм)
Масса	94 кг
Диапазон Рабочих Температур	от 10 до 150 °С
Давление	до 100 МПа
Скорость Регистрации	1000 м/час

Кавернометрия

КВ будет осуществляться посредством использования прибора Кедр-80СКПД предназначенного для одновременного измерения значений четырех радиусов в скважине. Радиус1 и радиус2 лежат в одной плоскости Профиль1, радиус3 и радиус4 лежат в плоскости Профиль2 перпендикулярной к плоскости Профиль1.

Технические характеристики прибора:

Масса	75 кг
Диаметр	80 мм
Длина	3000 мм (3400 мм)
Макс. Температура	120 °С
Давление	До 60 Мпа
Диапазон Измерения	100 – 760 мм
Ток Питания	100 мА
Ток Двигателя	500 мА, 220 В, 50 Гц

Прибор работает с трехжильным каротажным кабелем.

Скорость записи не более 2000 м/ч

Инклинометрия

Инклинометрия будет проводиться с использованием прибора ИОН-1 (Инклинометр Омский Непрерывный) (рисунок 14).

Инклинометр предназначен для непрерывного автоматического определения азимута и зенитного угла скважины, а также угла поворота инклинометра в бурящихся скважинах, а также обсаженных скважинах с диаметром обсадных колон 125 мм. и более.

Технические характеристики прибора:

Масса	24 (36)кг
Длина	2720 мм
Диаметр	73 мм
Рабочая Температура	до 120 °С
Давление	до 80 МПа
Диапазон Измерения:	
Азимута	0 – 360°
Угла Поворота	0 – 360°
Зенитного Угла Скважины	0 – 120°
Скорость Регистрации	600 м/час



Рисунок 14 – Инклинометрический прибор ИОН-1 [20]

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М, а для регистрации и обработки информационных сигналов – станция семейства КЕДР-02.

Подъемник предназначен для проведения спускоподъемных операций скважинной аппаратуры в процессе геофизического исследования нефтяных и газовых скважин глубиной до 3500 м. Подъемник представляет собой единый кузов, установленный на шасси автомобиля УРАЛ 4320-1912-30, разделенный теплоизолирующей перегородкой на два отсека: лабораторный и лебедочный.

Станция КЕДР-02 обеспечивает прием и обработку информационных сигналов (аналоговых и цифровых) поступающих по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины. Лаборатория в базовой конфигурации обеспечивает проведение ГИС методами радиоактивного, электрического, индукционного, акустического, электромагнитного и других видов исследований [10, 11].

2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

К геофизическим исследованиям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие проверку в базовых метрологических центрах. Проверка скважинной аппаратуры производится в соответствии с действующими нормативными документами на геофизическую аппаратуру и другими руководящими документами по проведению каротажа.

Для обеспечения точности в решение поставленных задач измерений, необходимого набора эталонов, по которым можно настроить аппаратуру, имеющиеся в геофизическом предприятии, и по отклонению значений от которых можно судить о погрешности

измерений или преобразований. Создание эталонов входит в систему метрологического обеспечения геофизических исследований скважин. Эта система является частью государственной системы единства измерений, в том числе применяемых при ГИС.

Метрологическое обеспечение геологического исследования скважин включает в себя две основные стадии: 1) метрологическое обеспечение средств измерений; 2) метрологическое обеспечение процесса измерений.

Качество средств измерений определяют при поверке и аттестации.

Результат калибровки (признание аппаратуры годной или негодной) оформляется протоколом, на основании которого выдается свидетельство о калибровке аппаратуры, если результаты калибровки положительны. При отрицательных результатах калибровки аппаратура не допускается к применению. В протоколе калибровки указывается все результаты измерений и обработки этих результатов с оценкой значения погрешности аппаратуры. В свидетельстве о калибровке, помимо заключения о годности, указывается оценка погрешности проверяемой аппаратуры.

В процессе каротажа и по материалам ГИС (первичным) необходимо осуществлять проверку следующих технологических особенностей: форматирование и содержание заголовков; точки записи глубин, а точнее, характер того как отбиваются метки на диаграмме, правильна ли цена меток для каждого каротажа, и совпадает ли забой по метке каротажа с забоем по буровым данным; качество изоляции жил геофизического кабеля, измерительных и силовых цепей в самоходной станции (подъемнике); выбор правильных параметров регистрации аппаратуры (скорость записи, выбор пределов измерений и т.д.);

оценивать соответствие между собой результатов повторных измерений, данных каротажа, полученных в более раннем времени; необходимо также сопоставление результатов разных видов каротажа в отношении к изучаемому объекту на предмет соответствия характера выявленных закономерностей в процессе геофизического исследования скважины; после получения первичного материала его анализируют на характер общего соответствия известным геофизическим закономерностям.

Кроме того необходимо производить расчет и оценку возможной погрешности в определении глубин и результатов каротажа. Для этого существует определенная методика - при одинаковых условиях исследований абсолютную погрешность принимают равной половине величин расхождения между первым и вторым замерами. Относительную погрешность получают из отношения абсолютной погрешности к средней величине измеряемого параметра по двум замерам.

Отдельным пунктом стоит отметить необходимость контроля над состоянием геофизического кабеля ввиду того что это элемент используемый при каротаже подвержен

сильному механическому воздействию. По причине этого неблагоприятного воздействия геофизический кабель со временем теряет требуемое качество и затрудняет, а порой даже ставит под угрозу процесс каротажа.

Геофизические кабели служат для спуска и подъема приборов при проведении геофизических исследований.

Жилы и броню кабеля используют в качестве линий связи. По кабелю подают питание к скважинным приборам и передаются сигналы в наземную измерительную аппаратуру, где они регистрируются. Кабель применяют в качестве измерительного инструмента для определения глубины нахождения прибора в скважине.

В соответствии с назначением и условиями геофизические кабели должны обладать определенными свойствами: а) высокой механической прочностью, гибкостью и минимальным удлинением; б) малым электрическим сопротивлением токопроводящих жил и их электрической симметрией; в) высоким сопротивлением жил изоляции, не нарушающимся в условиях агрессивной проводящей среды, большого давления пластовой жидкости и высоких температур.

Обычно сопротивление изоляции жилы нового (полученного с завода) кабеля около 100-150 МОм на 1 км при 20°C. Привязку шкалы глубин на диаграмме и уточнения фактических глубин нахождения скважинного прибора выполняют при помощи магнитных меток, нанесенных на кабель через 10-50м [13].

2.6. Камеральные работы

Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине. Оно включает:

1. регистрация каротажа с использованием станции КЕДР и программного комплекса регистрации геофизических данных КЕДР. Эта программа позволяет проводить регистрацию измеряемых параметров с оперативным визуальным контролем замера, а так же выбирать необходимые метрологические характеристики, задавая параметры геофизических приборов перед началом проведения работ;

2. оценка качества зарегистрированных каротажных диаграмм программным комплексом SpokKar. Главной задачей, выполняемой программой, является увязка по магнитным меткам квантов глубины записи сигналов каротажного прибора, зарегистрированных в одном файле, с последующим расчленением зарегистрированных сигналов отдельно по каждому методу. Возможность изменения в данной системе характеристик тарировки зондов позволяет автоматически пересчитать сигнал в новое

значение параметра и получить несколько значений параметра в зависимости от характеристик тарировки, вплоть до возможности использования приборов без тарировок.

Первичные данные формируются в формате LAS.

Результаты геофизических исследований подлежат вторичному контролю, основными целями которого являются оценка полноты выполнения заявленного комплекса исследований и возможности использования результатов измерений для качественной и количественной интерпретации. Вторичный контроль качества осуществляют при приемке интерпретационной службой геофизического предприятия первичных материалов от каротажных партий (отрядов).

Для решения поставленных задач на предприятии используется ряд программ предназначенных для обработки и интерпретации первичных геофизических данных, к примеру: АРМ-Г, Gefest, КонГИС. Для привязки и контроля интервалов используют прикладные программы АРМ-Г и Gefest.

АРМ-Г. Для начала необходимо загрузить первичные данные в программу АРМ-Гinput (рисунок 15).

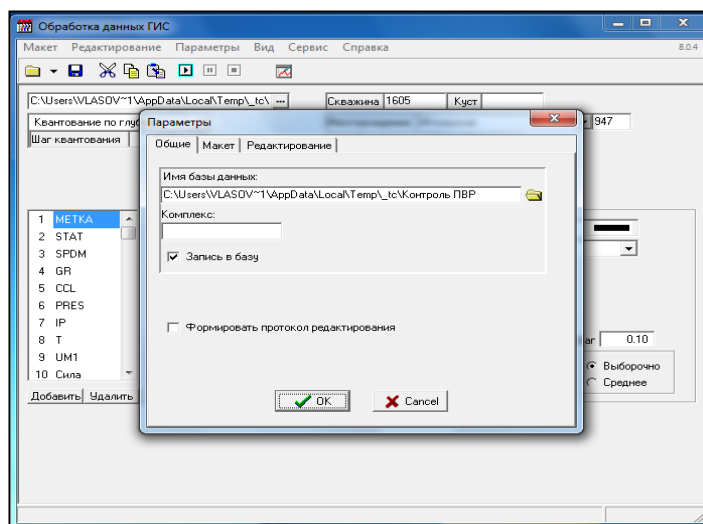


Рисунок 15 – Считывание первичных файлов с помощью АРМ-Гinput

В созданный проект необходимо последовательно загрузить первичные данные, а именно необходимые кривые в формате gar и las. После считывания информация записывается в базу данных (файл в формате .b_d). Открываем этот файл с помощью программы АРМ-Гedit (рисунок 16).

С:\Власова А.В\Планшет_привязка\Итого\с\39\1605\1605

Данные Вид Сервис Протокол Справка

	Кривая	Параметр	Шаг	Минимум	Максимум	Среднее	Дата	Центр	T	Ед./см	Сдвиг	Источник
03	МЕТКА	3306.72	3411.42	0.10	0	0.0163	140714	1	0.1	-1	мешалер	
04	STAT	3306.72	3411.42	0.10	2	2307	26.1975	140714	1	0.3	0	мешалер
05	SPDM	3306.72	3411.42	0.10	-683	0	-424.5305	140714	1	1000	-1000	мешалер
06	GR	3307.60	3412.30	0.10	0	52.1875	140714	1	1	0	мешалер	
07	CCL	3307.02	3411.72	0.10	0	5912.59	168.461	140714	1	200	0	мешалер
08	PRES	3307.86	3412.56	0.10	0	286.395	277.763	140714	1	1	0	мешалер
09	IP	3307.99	3412.69	0.10	0	14604	12170.5	140714	1	1.5	0	мешалер
10	T	3307.99	3412.69	0.10	0	96.168	92.5039	140714	1	0.5	0	мешалер
11	UM1	3308.72	3411.42	0.10	0	170	167.153	140714	1	8.5	0	мешалер
12	Сила	3306.72	3411.42	0.10	0	0.24	0.2358	140714	1	0.012	0	мешалер
13	Скор	3306.72	3411.42	0.10	-0.684	0	-0.425	140714	1	0.0342	-0.684	мешалер
15	МЕТКА	3336.64	3393.64	0.10	0	1	0.0105	140714	1	0.1	-1	мешалер
16	STAT	3336.64	3393.64	0.10	0	1539	16.3573	140714	1	0.3	0	мешалер
17	SPDM	3336.64	3393.64	0.10	-1491	0	-429.937	140714	1	1000	-1000	мешалер
18	GR	3337.52	3394.52	0.10	0	50.2957	15.9673	140714	1	1	0	мешалер
19	CCL	3336.94	3393.94	0.10	0	3400.18	198.338	140714	1	200	0	мешалер
20	PRES	3337.78	3394.78	0.10	0	285.581	276.02	140714	1	1	0	мешалер
21	IP	3337.91	3394.91	0.10	0	14170	12153.6	140714	1	1.5	0	мешалер
22	T	3337.91	3394.91	0.10	0	94.944	91.5289	140714	1	0.5	0	мешалер
23	UM1	3338.64	3393.64	0.10	0	170	165.422	140714	1	8.5	0	мешалер
24	Сила	3336.64	3393.64	0.10	0	0.24	0.2332	140714	1	0.012	0	мешалер
25	Скор	3336.64	3393.64	0.10	-1.4914	0	-0.4294	140714	1	0.0746	-1.4914	мешалер
27	МЕТКА	3295.64	3403.24	0.10	0	1	0.0121	140714	1	0.1	-1	мешалер
28	STAT	3295.64	3403.24	0.10	0	2051	19.8726	140714	1	0.3	0	мешалер
29	SPDM	3295.64	3403.24	0.10	-951	0	-727.56	140714	1	1000	-1000	мешалер
30	DLM	3296.17	3403.57	0.10	0	3800.95	172.265	140714	1	190.028	0	мешалер
31	LM_P	3296.17	3403.57	0.10	3698.4199	2041.74	-515.7264	140714	1	287.008	3698.4	мешалер
32	Сила	3295.64	3403.24	0.10	0	0	0	140714	1	1	0	мешалер
33	Скор	3295.64	3403.24	0.10	-0.9615	0	-0.738	140714	1	0.0476	-0.9615	мешалер
35	МЕТКА	3350.07	3401.87	0.10	0	1	0.0116	140714	1	0.1	-1	мешалер
36	STAT	3350.07	3401.87	0.10	2	271	6.9171	140714	1	0.3	0	мешалер
37	SPDM	3350.07	3401.87	0.10	-2370	0	-1107.054	140714	1	1000	-1000	мешалер
38	DLM	3350.40	3402.20	0.10	0	4147.56	865.19	140714	1	207.378	0	мешалер
39	LM_P	3350.40	3402.20	0.10	3184.5911	1617.22	272.753	140714	1	240.091	3184.5	мешалер
40	Сила	3350.07	3401.87	0.10	0	0	0	140714	1	1	0	мешалер
41	Скор	3350.07	3401.87	0.10	-2.9702	0	-1.1076	140714	1	0.1485	2.9702	мешалер
43	МЕТКА	3310.15	3412.35	0.10	0	1	0.0117	140714	1	0.1	-1	мешалер
44	STAT	3310.15	3412.35	0.10	2	1283	14.7743	140714	1	0.3	0	мешалер
45	SPDM	3310.15	3412.35	0.10	-708	0	-409.9149	140714	1	1000	-1000	мешалер
46	GR	3311.03	3413.23	0.10	0	50.9424	12.1369	140714	1	1	0	мешалер
47	CCL	3310.45	3412.65	0.10	0	3119.21	146.914	140714	1	200	0	мешалер
48	PRES	3311.29	3413.49	0.10	0	287.13	277.52	140714	1	1	0	мешалер
49	IP	3311.42	3413.62	0.10	0	15366	13691.0	140714	1	1.5	0	мешалер
50	T	3311.42	3413.62	0.10	0	96.1931	92.9407	140714	1	0.5	0	мешалер
51	UM1	3310.15	3412.35	0.10	0	170	167.086	140714	1	8.5	0	мешалер
52	Сила	3310.15	3412.35	0.10	0	0.239	0.2357	140714	1	0.0119	0	мешалер
53	Скор	3310.15	3412.35	0.10	-0.708	0	-0.4104	140714	1	0.0354	-0.708	мешалер
55	МЕТКА	3302.63	3409.83	0.10	0	1	0.0093	140714	1	0.1	-1	мешалер

Опорная кривая МЕТКА

1 0.1 ед/см сдвиг -1

Рисунок 16 – Вид программы APM-Gedit

Из комплекса первичных кривых для привязки нужно выбрать необходимые кривые, а именно ГК_текущее, ГК_первичное, ЛМ, Т, Давл, если необходимо скорость записи и др. Далее включаем «планшет» для просмотра и дальнейшей увязки кривых (рисунок 17). Осуществляется привязка в основном с помощью кнопки «линейные трансформации», для умножения, деления, сдвига по амплитуде, сдвига по глубине необходимых кривых.

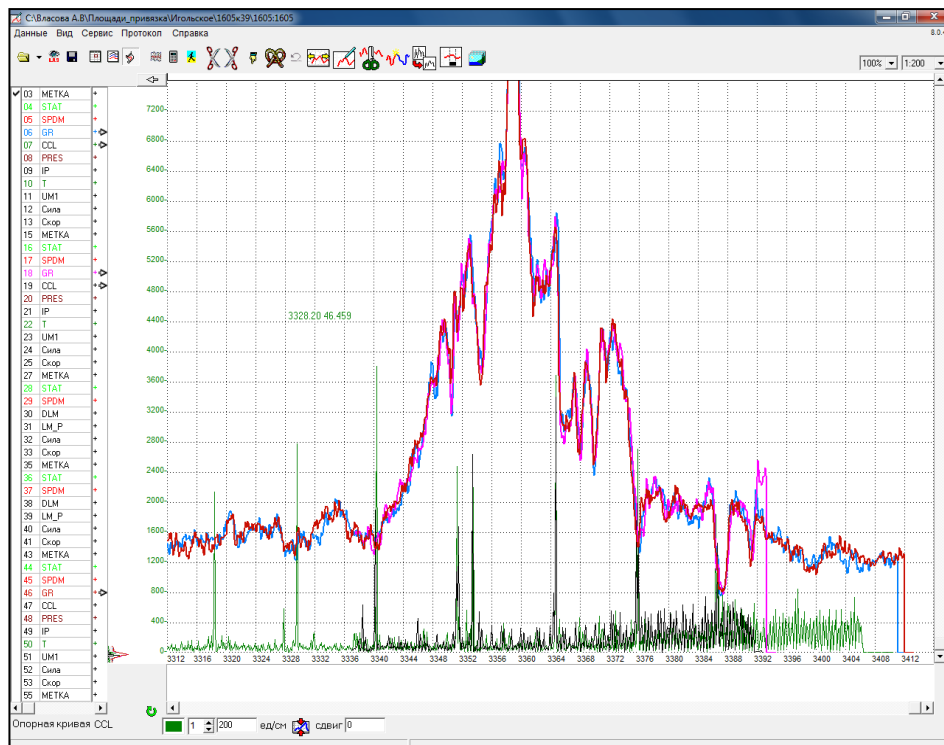


Рисунок 17 – Выполненная привязка кривых к глубине

Далее выделяем необходимые кривые и импортируем в «Gefest». После загрузки данных на панели инструментов выбираем «Кривые (общие)». Далее выбираем «Сдвиги, умножения и деления кривых», подбираем для кривых нужный масштаб и оформляем планшет в соответствии с требованиями Заказчика. Добавляем на планшет конструкцию скважины и продуктивные пласты как указано в заявке и сопроводительном листе, определяем глубину положения технических элементов скважины и контролируем качество методов ГИС по соответствующим кривым. Сохраняем.

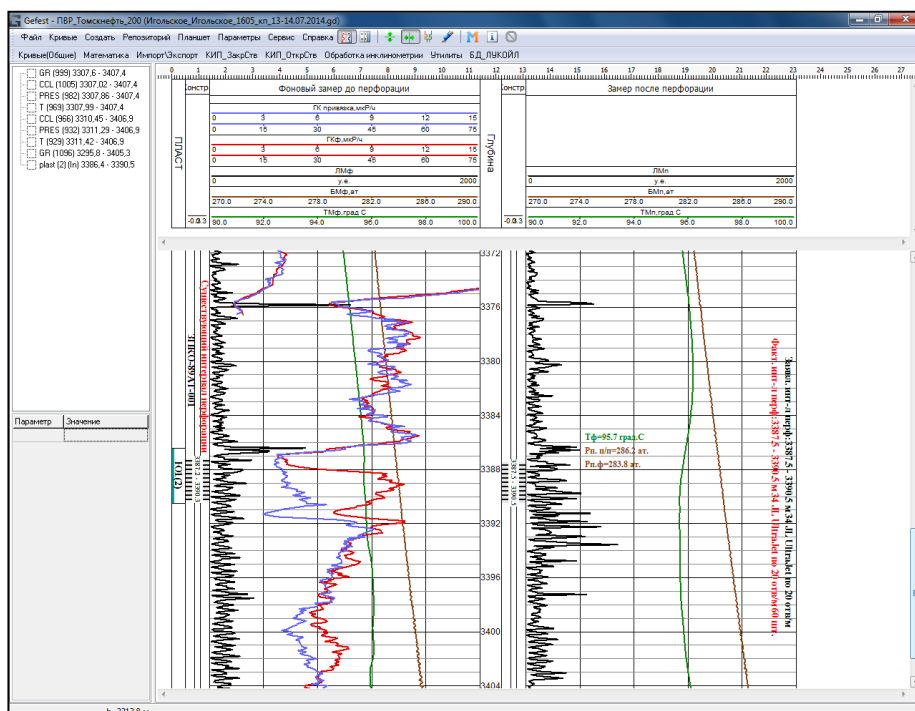


Рисунок 18 – Вид подготовленного для отправки Заказчику планшета

2.7. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных ГИС призвана решать широкий круг геологических задач, основные из которых:

1. общие геологические (расчленение разреза на пласты, уточнение литологии, разделение выделенных пластов на коллекторы и не коллекторы);
2. оценка емкостных и фильтрационных характеристик коллекторов (определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности);

Интерпретация данных ГИС осуществляется с помощью специально разработанных методических и технических средств при наиболее полном использовании геологических материалов (анализов керн, шлама, пластовых флюидов, промывочных жидкостей и т. д.) и

результатов испытания пластов, полученных в исследуемой скважине и районе [8, 9].

Однако основная информация, которая должна быть получена посредством обработки и интерпретации данных ГИС - это определение трех наиболее важных фильтрационно-емкостных характеристик пород: коэффициента пористости k_p , коэффициента глинистости $k_{гл}$, коэффициента нефтенасыщенности k_n или k_v - коэффициента водонасыщенности.

Расчет Кнг чистых коллекторов и с рассеянной глинистостью осуществляется либо по кривой зависимости $P_n=f(k_{ng})$ либо по формуле, представляющей аналитическое выражение этой зависимости:

$$k_g = 1 - k_{ng} = \sqrt[n]{\frac{1}{P_n}} = \sqrt[n]{\frac{\rho_{en}}{\rho_n}}$$

Показатель степени n в этой формуле или исходная кривая $P_n=f(k_{ng})$ должны соответствовать условиям разведваемой залежи. Для этого рассматриваемую зависимость получают экспериментально, измеряя ρ_n на образцах керна из данного пласта при различной водонасыщенности. Образцы насыщают водой, аналогичной по составу пластовой. При отсутствии измерений на керне из данного пласта используют зависимость, полученную для пластов, аналогичных исследуемому. Значение ρ_n устанавливают по данным БКЗ или комплексу разнотипных зондов (ИК, БК, обычные зонды). Значение ρ_{en} рассчитывают по формуле:

$$\rho_{en} = P \cdot \rho_n$$

Относительное сопротивление рассчитывают по величине пористости K_p по формуле:

$$P = \frac{a}{K_n^m}$$

где a и m — постоянные для данного пласта. В отдельных случаях (чистые коллекторы, известно содержание нефти, газа и пластовой воды в зоне проникновения) значение P можно установить по УЭС зоны проникновения или промытой зоны. Величину ρ_v оценивают по результатам химического анализа пластовых вод. При его отсутствии или изменчивости минерализации пластовой воды по площади эта величина определяется по ПС.

Алгоритм определения ρ_g по статической аномалии ПС

Электрический потенциал, от которого зависят показания каротажной диаграммы ПС:

$$\Delta U_{ПС} = -K_{da} \cdot \text{Log}(\rho_{\phi}/\rho_g),$$

где ΔU_{nc} – статическая аномалия кривой ПС, определяется из каротажа ПС как максимальная амплитуда чистого водонасыщенного пласта (в мВ);

$K\delta a$ – коэффициент диффузионно-адсорбционной способности, определяется с учетом температуры ($^{\circ}\text{C}$) пласта: $K\delta a = (61 + 0.24T)$

ρ_{ϕ} – сопротивление фильтрата бурового раствора, определяют из заголовка каротажной диаграммы (априорный параметр) (Омм);

ρ_e – сопротивление пластовой воды, определяемый параметр (Омм).

$$\text{Итак, } \text{Log}\left(\frac{\rho_{\phi}}{\rho_e}\right) = -\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T} \quad \text{Тогда } \frac{\rho_{\phi}}{\rho_e} = 10^{\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T}}$$

$$\text{Отсюда сопротивление пластовой воды: } \rho_e = \rho_{\phi} \cdot 10^{\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T}}$$

Итак, анализируя вывод формулы для ρ_e и с использованием результатов каротажа методом ПС можно вывести алгоритм определения ρ_e по статической аномалии ПС:

1. Выделить опорный чистый неглинистый водонасыщенный пласт ($K_v=100\%$) по кривым глинистости: спонтанной поляризации (ПС) или гамма-каротажа (ГК).
2. Провести линию глин и линию песков на каротажной диаграмме ПС.
3. Определить статический потенциал ΔU_{nc} (мВ) по каротажной диаграмме ПС как разность значений между глинами и песками в опорном пласте (рис 18).
4. Определить ρ_{ϕ} (Омм) из заголовка каротажной диаграммы ПС.
5. Зная забойную температуру пласта T ($^{\circ}\text{C}$), определить ρ_e по формуле

$$\rho_e = \rho_{\phi} \cdot 10^{\frac{\Delta U_{ПС}}{61 + 0.24T}}$$

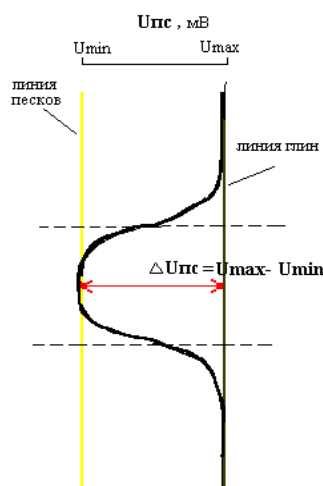


Рисунок 19 – Пример определения ΔU_{nc} по каротажу ПС

Следует заметить, что комплекс исследований и работ для достижения результатов по установлению и обоснованию уравнений петрофизических зависимостей для Урманского месторождения пока остается недостаточно изученным для предоставления актуальных и

информативных данных. Отчасти, работы, проектируемые в рамках настоящего проекта в комплексе со многими другими работами и исследованиями, такими как детальное изучение результатов каротажа, анализ отборов керна и т.д., призваны восполнить недостаток информации для установления петрофизических зависимостей Урманского месторождения.

Однако, для вычисления параметров за исключением тех что описаны выше, можно в первом приближении использовать уравнения петрофизических зависимостей для Пудинского мегавала и прилегающих месторождений Нюрольской впадины, их достоверность надежно установлена и не вызывает сомнения:

Для расчета коэффициента пористости (K_p) по ПС используется петрофизическое уравнение: $K_p = 0.1066\alpha_{\text{пс}} + 0.09047$ (доли ед)

Для расчета K_p по АК используется следующее уравнение: $K_p = 0.188\Delta T - 33.02$ (%)

Коэффициент проницаемости ($K_{\text{пр}}$) рассчитывается по петрофизической зависимости: $\lg K_{\text{пр}} = 3.27\alpha_{\text{пс}} - 1.261$

Коэффициент глинистости ($K_{\text{гл}}$) определяется по петрофизической зависимости:

$$K_{\text{гл}} = 0.563 - 1.04\alpha_{\text{пс}} + 0.52\alpha_{\text{пс}}^2 \text{ (доли ед)}$$

$K_{\text{гл}}$ по ГК рассчитывается по уравнению: $K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111\Delta J\gamma)^{0.5}$ (доли ед), где $\Delta J\gamma$ - двойной разностный параметр ГК [9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было рассмотрено Урманское месторождение. В общей части приведены сведения о географическом положении, климатических особенностях, определяющих условия проведения геофизических исследований, а также описание физических свойств горных пород и анализ ранее проведенных геофизических исследований.

В проектной части обосновывается участок проведения исследований, комплекса методов ГИС для решения поставленных задач, который включает в себя такие методы как: гамма каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж, боковой каротаж, боковое каротажное зондирование, индукционный каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, акустический каротаж, кавернометрия и каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации. Также в этой главе описывается методика измерений и интерпретации полученных результатов, метрологическое обеспечение измерений.

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения - данная часть включает организационно - экономические вопросы проведения ГИС по данному проекту, расчеты и обоснование стоимости проекта. Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 655024,8 рублей.

В заключительной части приведены меры безопасности жизнедеятельности при выполнении работ

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каламкаров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М., 2005. – 570 с.
2. Конторович А. Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов. – М.: Недра, 1975. – 662 с.
3. Конторович А. Э. Западная Сибирь//Геология и полезные ископаемые России. В шести томах. Т. 2 / Гл. ред. В. П. Орлов. Ред. 2-го тома: А. Э. Конторович, В. С. Сурков. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – 477 с.
4. Сурков В.С. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты.-Новосибирск, 2002.-237 с.
5. Сурков В.С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. чл-кор. АН СССР В.С. Суркова. - М.: Недра, 1986.-149 с.
6. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Науч. Ред. Академик А.Э. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005.-183 с.
7. Киркинская В.Н. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л: «Недра», 1981. – 255 с.
8. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/А.В. Ежова; Томский политехнический университет.- 3-е изд.- Томск: Изд-во Томского политехнического университета; 2012 – 116с.
9. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В.Н. Коснов, Б.В. Коснов. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
10. Померанц Л.И. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. - М.: Недра, 1985 г. - 321 с.
11. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М.; Недра, 1991 г.-425 с.
12. Багринцева К.Н., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ./ Под. ред. К.И. Багринцевой.- М., 2003.-264 с.
13. Мартынова В.Г., Лазуткина Н.Е., Хохлова М.С. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.

14. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.:2002. – 269 с.
15. Геологические карты Западной Сибири [Электронный ресурс] – URL: <http://kartuu.ru/> (дата обращения 22.02.2016).
16. Реферат по дисциплине «Геофизические исследования скважин» «Изучение карбонатных коллекторов методами ГИС» [Электронный ресурс] – URL: http://otherreferats.allbest.ru/geology/00050529_0.html (дата обращения 10.06.2016)
17. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики [Электронный ресурс] – URL: <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-> (дата обращения 10.06.2016)
18. Каталог «Геофизика» // Техника и технологии [Электронный ресурс] – URL: <http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2177> (дата обращения 12.06.2016)
19. ООО НПО Геопром [Электронный ресурс] – URL: <http://ooo-geoprom.ru/product4.html> (дата обращения 12.06.2016)
20. Акционерное общество ЭНЕРГОНЕФТЕМАШ // Комплекс инклинометрический ИОН-1 [Электронный ресурс] – URL: <http://enm.omsk.ru/products/view-product.php?id=2> (дата обращения 12.06.2016)
21. ООО «Газпромнефть-восток» [Электронный ресурс] – URL: <http://vostok.gazprom-neft.ru/>
22. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ с учетом производственной и экологической безопасности.
23. ГОСТ 12.0.003 - 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.004 - 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.019 - 79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
30. ГОСТ 12.3.009 - 76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.

31. ГОСТ 12.4.125-83 - ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
32. ГОСТ 12.2.062-81 - ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
33. ГОСТ 12.2.003-91 - ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
34. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
35. СНиП 2.04. 05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование
36. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений
37. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
38. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006.
39. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
40. ОСПОРБ-99/2010 - Санитарные правила СП 2.6.1.2612-10 «Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности
41. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
42. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
43. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.
44. ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.
45. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
46. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы

Фондовые

47. Тищенко В.М., Кривашеев Э.В., Краснополов В.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточной части Нюрольской впадины и западного склона Пудинского мегавала. Колпашево, 1989.- 149с.

48. Тищенко В.М., Кривашеев Э.В., Сысоев А.Т. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Лавровского наклонного вала и прилегающих к нему участков. Колпашево, 1993.- 156с.

49. Ли А.А., Крец Э.С, Муратов А.Ш., Щепелина Р.П. Подсчет промышленных, прогнозных запасов нефти и газа по Первомайскому, Оленьему, Калиновому, Весеннему и другим месторождениям Томской области. Томск, 1974.- 149с.

50. Чертенков В.Г. Геологический отчет о результатах бурения Урманской параметрической скважины № 6. Томск 1986. – 150 с.