

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы Геофизические исследования скважин для выявления и оценки пород-коллекторов на Ватинском месторождении нефти (ХМАО-Югра)

УДК 553.982:550.832(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук И.В.	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.Г.-М.Н.		

2022 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Гусев Е. В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта (дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич

Тема работы:

Геофизические исследования скважин для выявления и оценки пород-коллекторов на Ватинском месторождении нефти (ХМАО-Югра)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-46/С от 21.01.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	8.06.2022 г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 5. Методика проведения работ комплексной сборкой МЕГА-3. 6. Технология TLC по доставке геофизического комплекса в скважину. 7. Интерпретация каротажных диаграмм. 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 9. Социальная ответственность.

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Стратиграфическая колонка; 3. Тектоническая карта района работ; 4. Корреляция пластов Ватинского месторождения по данным ГИС; 5. Выделение отложений кошайской свиты по боковому каротажу; 6. Показания микробокового каротажа и микрозондов на кавернах; 7. Показания каверномера и профилемера в разрезе скважины; 8. Корреляция пласта БВ8 по данным ГИС; 9. Анализ физических свойств пласта БВ8 по данным ГИС в вертикальном стволе (ПЖ на глинистой основе); 10. ФГМ пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе); 11. Геолого-акустическая модель пласта БВ8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе); 12. Состав измерительного комплекса МЕГА-3; 13. Зависимость $K_{п}=f(b_{п})$ для пласта БВ8; 14. Зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ для пласта БВ8 Ватинского месторождения ($n=147$); 15. Результаты литолого-петрофизической интерпретации данных ГИС; 16. Колтюбинговая установка МК10Т-30 17. Оборудование TLC; 18. Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC; 19. Монтаж оборудования TLC.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Меркулов В. П.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Кащук И.В.
Социальная ответственность	Мезенцева И.Л.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	08.06.2022 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2022 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геофизические методы исследования скважин
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки проекта	Технический план выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Виды и объем проектируемых работ – Технический план (табл.)
2. Сметный расчет по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины (табл.)
3. Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1) (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		28.02.2022г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич		28.02.2022г

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

<p>Геофизические исследования скважин для выявления и оценки пород-коллекторов на Ватинском месторождении нефти (ХМАО-Югра)</p>	
<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p><i>Объект исследования:</i> разведочные скважины на Ватинском нефтяном месторождении (Ханты-Мансийский автономные округ). <i>Область применения:</i> нефтяные месторождения Западной Сибири <i>Рабочая зона:</i> камеральный этап – лаборатория площадью 20м², полевой этап – в полевых условиях, климатическая зона Ia <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> специализированное оборудование ГИС, ЭВМ <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> измерение и контроль геофизических характеристик скважины</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Трудовой кодекс, ст.147, 221 ГОСТ 12.2.034-78. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – повышенный уровень шума; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; – патогенные и условно патогенные микроорганизмы; – повышенный уровень ионизирующего излучения;

	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – производственные факторы, связанные с тепловым излучением зон горения, фронта пламени. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: резиновые плащи и сапоги, резиновые верхонки, хлопчатобумажная одежда, шляпа, виброизоляция, противоэнцефалитный костюм, накомарник</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на литосферу: производственные и бытовые отходы</p> <p>Воздействие на гидросферу: сточные воды</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы при бурении</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: природные катастрофы (ураган, наводнение и т.д.) геологические воздействия (оползни, обвалы, провалы территории и т.д.) техногенные аварии (открытый фонтан)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Копылов Юрий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 20 рис., 14 табл., 33 источника.

Ключевые слова: Ватинское месторождение нефти, продуктивный пласт, коллекторские свойства, горизонтальная скважина, комплексные геофизические исследования.

Объект исследования: продуктивный пласт БВ8 мегнионской свиты Ватинского месторождения нефти.

Цель работы: оценка фильтрационно-емкостных свойств пласта БВ8.

В процессе исследования проводились сбор, анализ и переинтерпретация материала по геологии и геофизике для разработки методики геофизического исследования горизонтальных скважин на Ватинском месторождении нефти.

Основные конструктивные и технологические характеристики: разработан оптимальный комплекс геофизических исследований горизонтальных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов с применением сборки приборов МЕГА-3, доставляемой в скважину по технологии TLC.

Степень внедрения и область применения: методика и техника проведения работ исследования, описанная в данном проекте, может быть использована на любом месторождении для проведения геофизических исследований горизонтальных скважин.

Экономическая значимость работы определяется более точным подсчетом запасов нефти с применением предлагаемой технологии.

Abstract

The given diploma paper contains 100 pages, 20 figures, 14 tables and was made using 33 literary sources.

Key words: Vatinskoye oil-field, horizontal well, productive formation, reservoir properties, integrated geophysical surveys.

Object of study: productive stratum BV8 of the Megion suite of the Vatinskoye oil field.

Purpose of the work: assessment of reservoir properties of BV8 reservoir.

In the course of the study, the collection, analysis and reinterpretation of material on geology and geophysics were carried out to develop a methodology for geophysical exploration of horizontal wells at the Vatinskoye oil field.

Main design and technological characteristics: an optimal set of geophysical surveys of horizontal wells has been developed to assess reservoir properties of productive formations using an assembly of MEGA-3 tools delivered to the well using TLC technology.

Degree of implementation and scope: the methodology and technique for carrying out the research work described in this project can be used in any field for conducting geophysical surveys of horizontal wells.

The economic significance of the work is determined by a more accurate calculation of oil reserves using the proposed technology.

Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

- АК – акустический каротаж;
- Ач. – ачимовская свита;
- АКШ – метод широкополосного акустического каротажа;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКВР – метод бокового каротажа высокого разрешения;
- БКЗ – метод бокового каротажного зондирования;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажа
изопараметрического зондирования;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГТК-П – метод плотностного гамма-гамма каротажа;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ДЮК – доюрский комплекс;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- ННК-Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым
нейтронам;
- ПЖ – промывочная жидкость;
- ПС – метод собственной поляризации;
- СПО – спускоподъемные операции;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ЧС – чрезвычайные ситуации.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. Общие сведения о районе Ватинского нефтяного месторождения	14
1.1 Географо-экономический очерк	14
1.2 Геолого-геофизическая изученность района	16
1.3 Геологическое строение района	17
1.3.1 Стратиграфия	17
1.3.2 Тектоника	21
1.3.3 Нефтегазоносность	22
1.3.3.1 Корреляция продуктивных пластов	23
1.3.3.2 Пласт БВ8₁₋₂	26
1.3.3.3 Пласт БВ8₃	27
1.4 Минерализация, температура и удельное электрическое сопротивление пластовых вод	29
1.5 Применяемые методы исследования и их задачи	32
2. Проектная часть	42
2.1 Объект исследования	42
2.2 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований нефтяного пласта Ватинского месторождения	43
2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	49
2.4 Методика и техника полевых работ	52
2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ	54
2.6 Интерпретация геофизических данных	55
3 Специальная часть	63
3.1 Способы доставки измерительных приборов в горизонтальную скважину	63
3.2 Технология доставки геофизических приборов с применением гибкой трубы	64
3.3 Метод TLC доставки комплекса ГИС в горизонтальный пласт	67
	11

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
4.1 Характеристика предприятия	73
4.2 Организационная структура компании	74
4.3 Виды и объём проектируемых работ	75
4.4 Расчет сметной стоимости проекта	77
5 Социальная ответственность	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.2 Производственная безопасность	81
5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	82
5.2.2 Повышенный уровень шума	84
5.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	85
5.2.4 Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса	86
5.2.5 Патогенные и условно патогенные микроорганизмы	87
5.2.6 Повышенный уровень ионизирующего излучения	87
5.2.7 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	89
5.2.8 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	91
5.3 Экологическая безопасность	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
Заключение	97
Список использованных источников	98

ВВЕДЕНИЕ

Ватинское месторождение открыто в 1964 году, находится вблизи разрабатываемых Аганского, Мегионского, Самотлорского, Мыхпайского месторождений. В геологическом отношении оно достаточно хорошо изучено. Однако, в связи с повышением требований к степени изученности месторождений, предъявляемых рядом государственных документов, в частности «Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений», перед методами ГИС ставятся более сложные задачи. Это касается и усовершенствования методик определения характера насыщения, и повышения достоверности в определении подсчетных и фильтрационных параметров.

Исходя из сложной экономической ситуации, бурение новых скважин является не выгодным. Поэтому в настоящее время разрабатываются методики бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальным заходом в пласт. Таким образом, перед методами ГИС ставится новая задача в определении и оценке фильтрационно-емкостных свойств в горизонтальных пластах. Такие исследования позволяют более детально изучить изменения свойств в пласте. Основные материалы, исследуемые в данном проекте, получены непосредственно по данным новых методик, к которым относится комплексная геофизическая сборка МЕГА-3, доставляемая в скважину по технологии TLC.

Пласт нижнемеловых отложений БВ8 является одним из наиболее перспективных продуктивных пластов Ватинского месторождения. Этот пласт выделяется по всей площади месторождения, поэтому является представляет интерес определение изменения свойств пласта по площади Ватинского месторождения. В данной работе проведена оценка фильтрационно-емкостных свойств пласта БВ8.

2. Проектная часть

2.1 Объект исследования

В данном проекте в качестве объекта исследования взят продуктивный пласт БВ8 Ватинского нефтяного месторождения. Пласт нижнемеловых отложений БВ8 находится в эксплуатации с 1965 года, поэтому возникла необходимость в переоценке и определении фильтрационно-емкостных свойств этого коллектора.

Бурение новых скважин для оценки и определения фильтрационно-емкостных свойств пласта в существующих экономических условиях экономически нецелесообразно. Более эффективным и выгодным в таких условиях является бурение наклонно-направленных стволов из уже существующих скважин и забуривание в пласт. При изучении фильтрационно-емкостных свойств по латерали пласта БВ8, в отличие от вертикального исследования, становится возможным:

- 1) более детально определить и проследить изменение таких параметров как коэффициенты пористости и проницаемости;
- 2) уточнить литологию пласта по латерали, то есть определить местоположение глинистых линзовидных тел;
- 3) определить и проследить интервалы перемещения природного флюида из-за нарушения целостности глинистого водоупора.

Мощность пласта БВ8 лежит в пределах 10–18 метров. Таким образом, влияние подстилающих и перекрывающих глинистых отложений пласта при изучении его фильтрационно-емкостных свойств может быть исключено, как показано на рисунке 8.

Интерпретация данных ГИС осложняется присутствием в пласте глинистых и уплотненных карбонатизированных пропластков. По этой причине изучение фильтрационно-емкостных свойств внутри коллектора

позволит получить более точные и достоверные данные об его продуктивности.

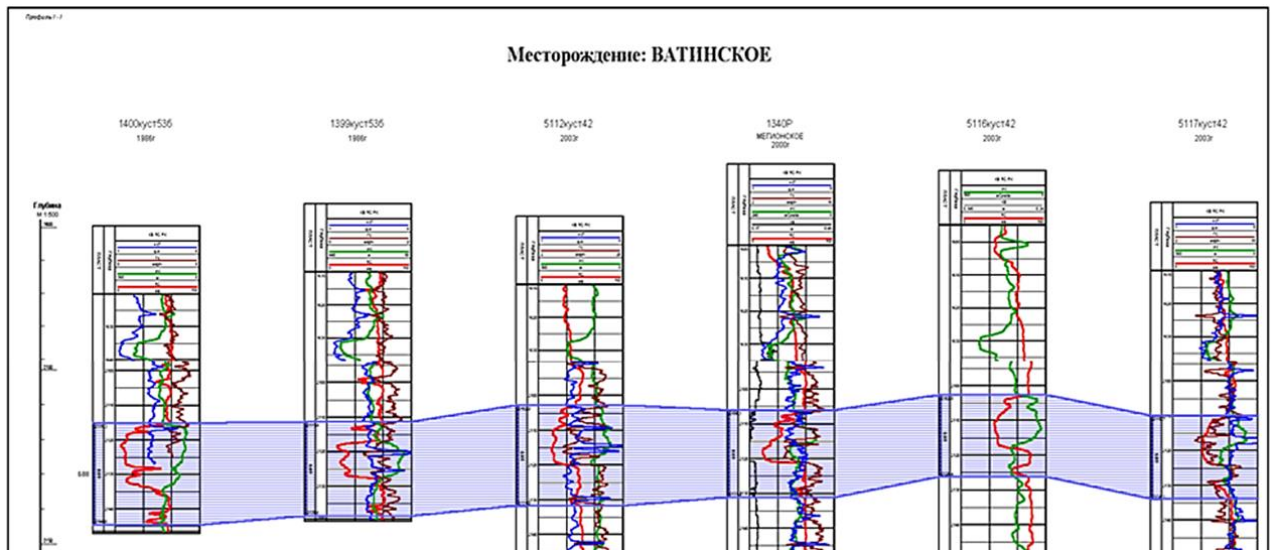


Рисунок 8 – Корреляция пласта БВ8 по данным ГИС

2.2 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований нефтяного пласта Ватинского месторождения

Для достоверного анализа каротажных диаграмм, которые были получены при геофизическом исследовании внутри изучаемого пласта, необходимо определить физические свойства горных пород, слагающих изучаемый разрез. Определение физических свойств производится по керну, а также по данным ГИС вертикальных скважин, полученных при прохождении пласта БВ8 Ватинского месторождения.

Данные о физических свойствах горных пород позволят более корректно анализировать каротажные диаграммы горизонтальных скважин внутри пласта БВ8. На основе определенных по керну физических свойств и по данным каротажных диаграмм из вертикальных скважин строится ФГМ объекта.

Каротажная диаграмма пласта БВ8 по результатам ГИС в вертикальном стволе, при использовании промывочной жидкости на глинистой основе, показана на рисунке 9. Данные, полученные при геофизических исследованиях в вертикальной скважине, позволяют сформировать более корректную ФГМ пласта для горизонтальной скважины.

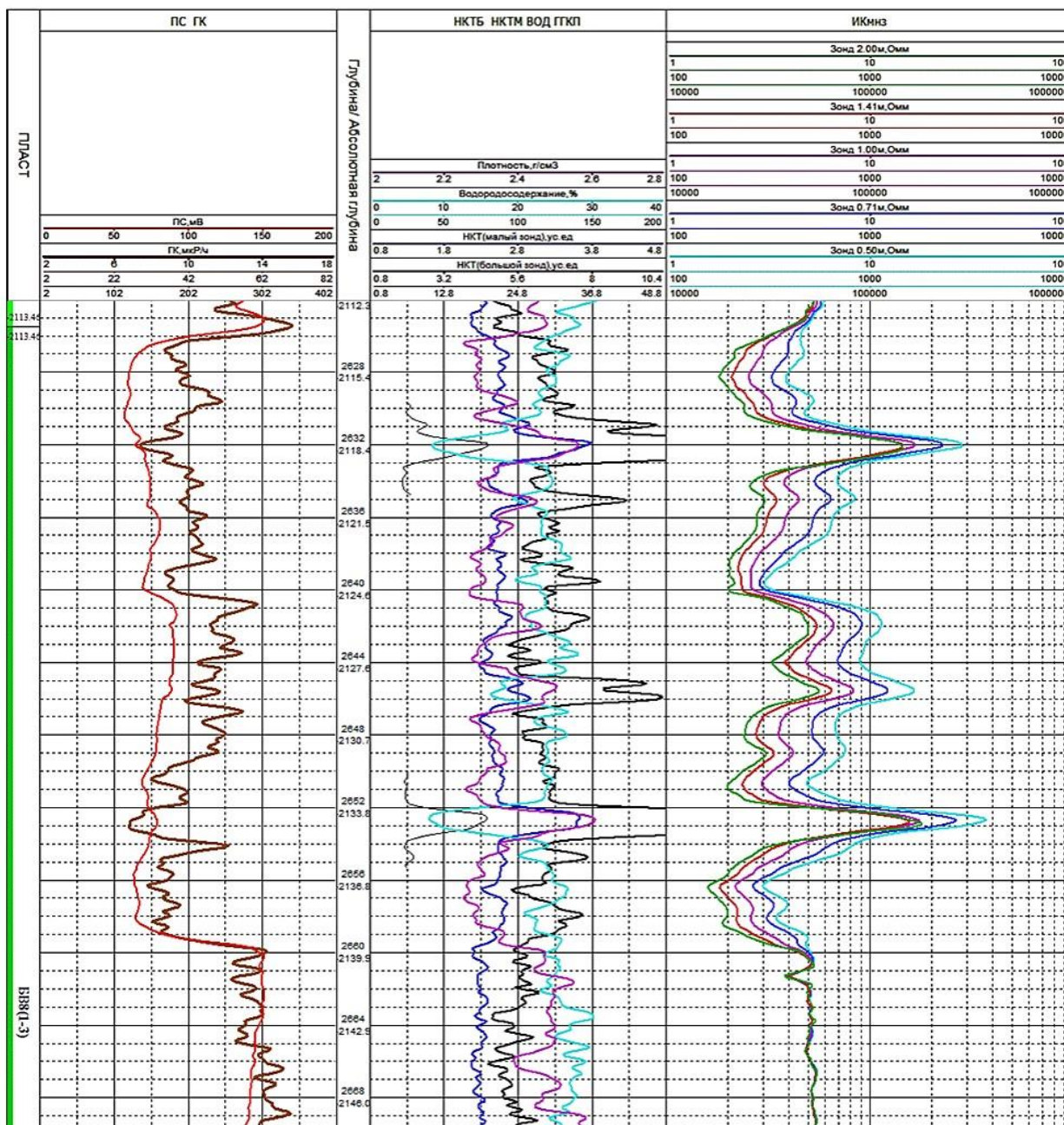


Рисунок 9 – Анализ физических свойств пласта БВ8 по данным ГИС в вертикальном стволе (ПЖ на глинистой основе)

Породы Ватинского месторождения характеризуются физическими свойствами, присущими всем породам терригенного разреза, представленными в таблице 2.

Таблица 2 – Физические свойства горных пород Ватинского месторождения

Горная порода	Удельное электрическое сопротивление, ρ_{II} Ом·м	Естественная радиоактивность, γ мкР/ч	Плотность δ , г/см ³	Интервальное время, ΔT (мкс/м)
Глина	2-4	14-17	1.9-2.2	600-650
Песчаник	6-25	4-9	2.0-2.5	550-600
Алеврит	8-30	8-10	2.0-2.5	670-850

Необходимо отметить, что при бурении вертикальных скважин используется глинистая промывочная жидкость, что не препятствует использованию метода ПС в комплексе ГИС. Однако бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным входом в пласт производится с использованием промывочной жидкости биполимерного или полимерный состава. Поэтому использование метода ПС становится невозможным, из-за того, что происходит закупорка пор полимерной промывочной жидкостью. По этой причине диффузионно-адсорбционные процессы, на основе которых работает метод ПС, не происходят.

Проведенные исследования данных ГИС в горизонтальной скважине показали, что предположения о неработоспособности метода ПС подтвердились и данный метод не имеет смысла включать в комплекс по исследованию горизонтальных скважин. Таким образом, определение коэффициента пористости K_p будет проводиться по другим методам.

Гамма-каротаж (ГК) является распространённым и доступным видом радиоактивного каротажа, по которому можно определять разности в геологическом строении по латерали, поскольку при переходе зонда внутри

пласта от чисто песчаных отложений к линзовидным пропласткам заглинизированного песчаника будет происходить рост радиоактивности.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П) позволяет с большой достоверностью оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта, одинаково чувствителен к изменению как малых, так и больших значений пористости [5]. Также метод ГГК-П позволяет выделять изменение плотности при переходе в более заглинизированный песчаник, что связано с тем, что поровое пространство заглинизировано, и поэтому такая порода обладает большей плотностью по сравнению с чистым песчаником.

Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) позволяет определить водородосодержание в пласте [5]. Поэтому при использовании в горизонтальных скважинах метод нейтронного каротажа несет много полезной информации, так как позволяет выделять линзовидные тела по уменьшению водородосодержания в них.

Метод бокового каротажа высокого разрешения (БКВР) и метод высокочастотного индукционного каротажа изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) при исследованиях в горизонтальной скважине не регистрируют аномальных значений, поскольку резкого изменения сопротивления в пласте не происходит. В то же время, эти методы являются очень полезными в процессе навигации в пласте, так как отбивают место вхождения в продуктивный пласт. Измерение значений сопротивления в пласте также осуществляется с использованием метода БКВР и метода ВИКИЗ [5]. По графикам, полученным с помощью данных методов, определяется небольшое изменение в сопротивлении, значение которого необходимо знать для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах [5]. Метод АК проявил себя как наиболее информативный в анализе диаграмм ГИС. Согласно полученным с помощью метода АК данным наблюдается

хорошо заметное уменьшение значений скоростей продольной и поперечной волн на диаграмме АК в породах, количество свободной воды в порах которых уменьшилось.

На основе анализа приведенных закономерностей изменения показаний измерительных приборов на каротажной диаграмме внутри продуктивного пласта, а также физических свойств пород, можно определить физико-геологическую модель пласта. Данная ФГМ будет использована при анализе параметров продуктивного пласта БВ8 Ватинского месторождения (рисунки 10, 11).

ФГМ продуктивного пласта БВ8 при горизонтальном расположении скважины представлена на рисунке 10. На рисунке 11 показана геолого-акустическая модель пласта БВ8 при горизонтальном расположении скважины

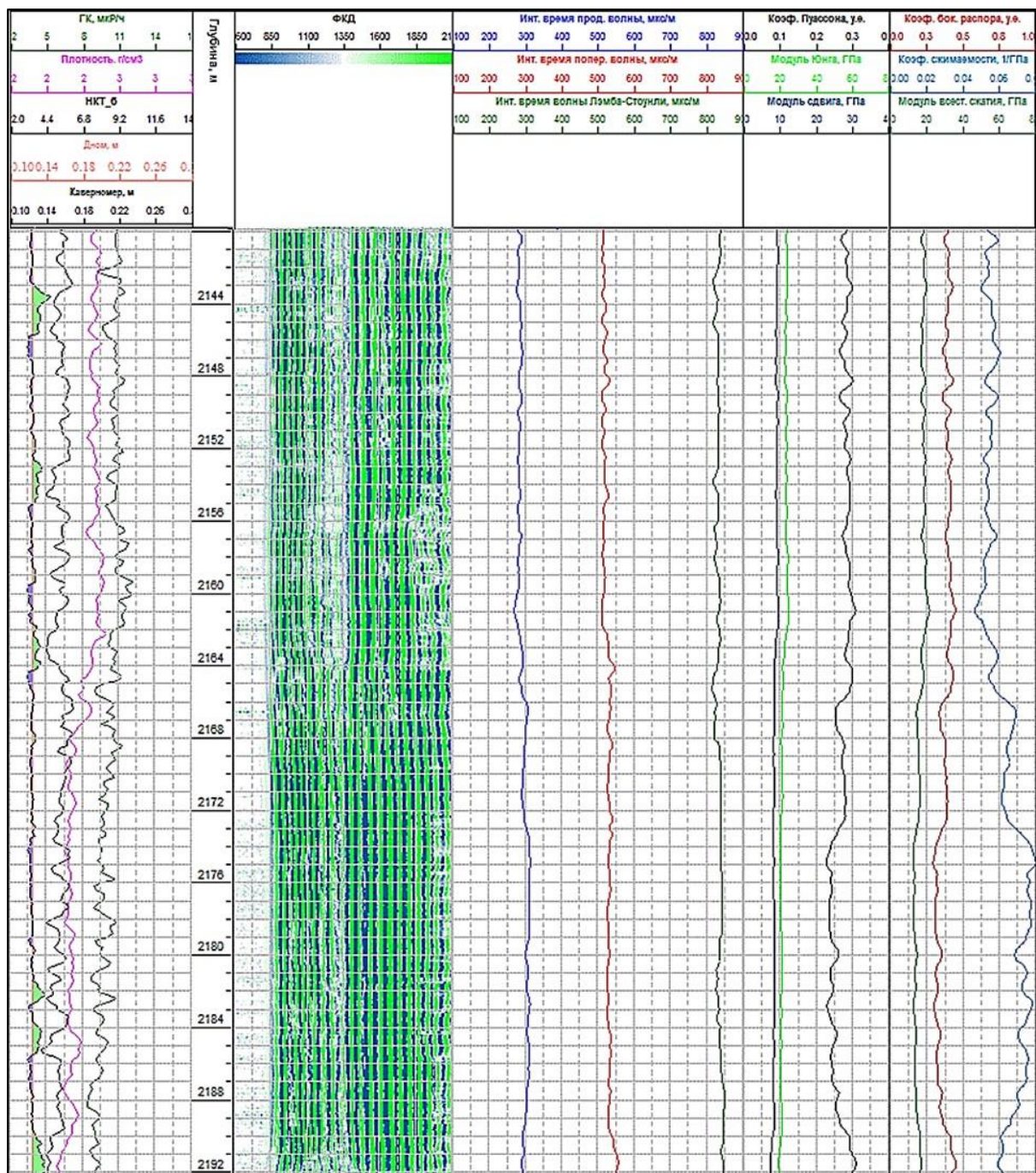


Рисунок 11 – Геолого-акустическая модель пласта BV8 при горизонтальном положении скважины (ПЖ на полимерной основе)

2.3 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор комплекса методов геофизических исследований (ГИС) скважин определяется следующими основными факторами:

- степень сложности изучаемого разреза,
- особенности технологии бурения,
- горно-технические условия в скважине [8].

Комплекс ГИС должен обеспечить возможность получения информации для определения надежных подсчетных параметров, характеризующих коллекторские свойства пород. Успешное решение данной задачи обеспечивается определением по данным ГИС с необходимой точностью и повышенной достоверностью основных подсчетных и фильтрационных параметров в пласте. К таким основным параметрам относятся коэффициенты пористости, проницаемости и нефтенасыщения.

Геофизические исследования в бурящихся скважинах Ватинского месторождения проводились с использованием обязательного комплекса методов, утвержденного на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Выполняемый комплекс ГИС обеспечивает в обычных условиях решение типовых геологических задач:

1. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин.
2. Выделение продуктивных пластов.
3. Количественное определение параметров пластов, необходимое для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.
4. Оценка технического состояния скважин.

Наряду с этим, необходимо учитывать при выполнении задач проекта, что профиль скважин является наклонно-направленного типа с горизонтальным заходом в исследуемый пласт, а в качестве промывочной жидкости, как было уже отмечено, применяется полимерный раствор. Поэтому метод собственной поляризации в данном исследовании не был включен в комплекс для измерений. Таким образом, для решения поставленных задач предусматривается применение комплекса ГИС, указанного в таблице 3.

Необходимо заметить, что выбор метода БКВР обусловлен преимуществами, который он имеет перед методами бокового зондирования

(БК) и бокового каротажного зондирования (БКЗ). Сравнение характеристик данных методов представлено в таблице 4.

Таблица 3 – Состав комплекса ГИС

Метод	Масштаб
Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)	1:200
Боковой каротаж высокого разрешения (БКВР)	1:200
Гамма-каротаж (ГК)	1:200
Высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования (ВИКИЗ)	1:200
Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П)	1:200
Акустический каротаж широкого спектра (АКШ)	1:200
Инклинометрия	1:200
Кавернометрия	
Термометрия	

Таблица 3 – Сравнение БКВР с комплексом БКЗ-БК

Измеряемые ГФ параметры:	БКЗ-БК	БКВР
Количество зондов ЭК*	6	5
Фокусированных зондов	1	5
Разрешающая способность	1,5 м	0,4 м
Диапазон измерения УЭС, Ом	0.2–5000	0.2–20000
Погрешность УЭС пласта	20%	5%
Погрешность УЭС ближней зоны	20%	5%
Погрешность УЭС бурового раствора	20%	5%
Длина прибора. м	22 – 25	8
Диаметр прибора. мм	73	76

К задачам, решаемым комплексом ГИС, относятся следующие:

1) Литологическое расчленение внутри продуктивного пласта. Производится за счет показаний ГК, ННК-Т, ГГК-П, АКШ и Кавернометрии.

2) Определение и оценка фильтрационно-емкостных свойств. Производится по данным полученным от ННК-Т, ГГК-П и АКШ, при этом предполагается, что значения, полученные по АКШ, будут наиболее достоверными.

3) Определение зон перемещения нефти. Производится по данным термометрии. Методика основывается на том, что при перемещении природного флюида из нижележащих продуктивных пластов в вышележащие, флюид будет иметь превышение температуры от 1 до 1,5 градусов, что будет отмечено повышенной аномалией в значениях.

4) Построение изолиний изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади.

Полученные с помощью комплекса ГИС и обработанные данные будут использованы для установления изменения характеристик исследуемого пласта вдоль скважины. Обработка таких данных с нескольких горизонтальных скважин одного куста даст возможность построить графики и оценить изменение этих параметров по изолиниям.

2.4 Методика и техника полевых работ

Детальное изучение продуктивного пласта БВ8 будет проводиться по результатам геофизического исследования в горизонтальной скважине комплексной геофизической сборкой. Благодаря использованию современной технологии МЕГА-3 возможна реализация такой задачи за один спускоподъем.

Современная технология МЕГА-3 позволяет, экономя время, повысить безопасность проведения работ и качество данных, получаемых

при исследовании скважин, вне зависимости от сложности выполняемых геолого-технологических работ. Доставка сборки МЕГА-3 будет осуществляться в скважину по технологии TLC.

Состав измерительного комплекса МЕГА-3 показан на рисунке 12.

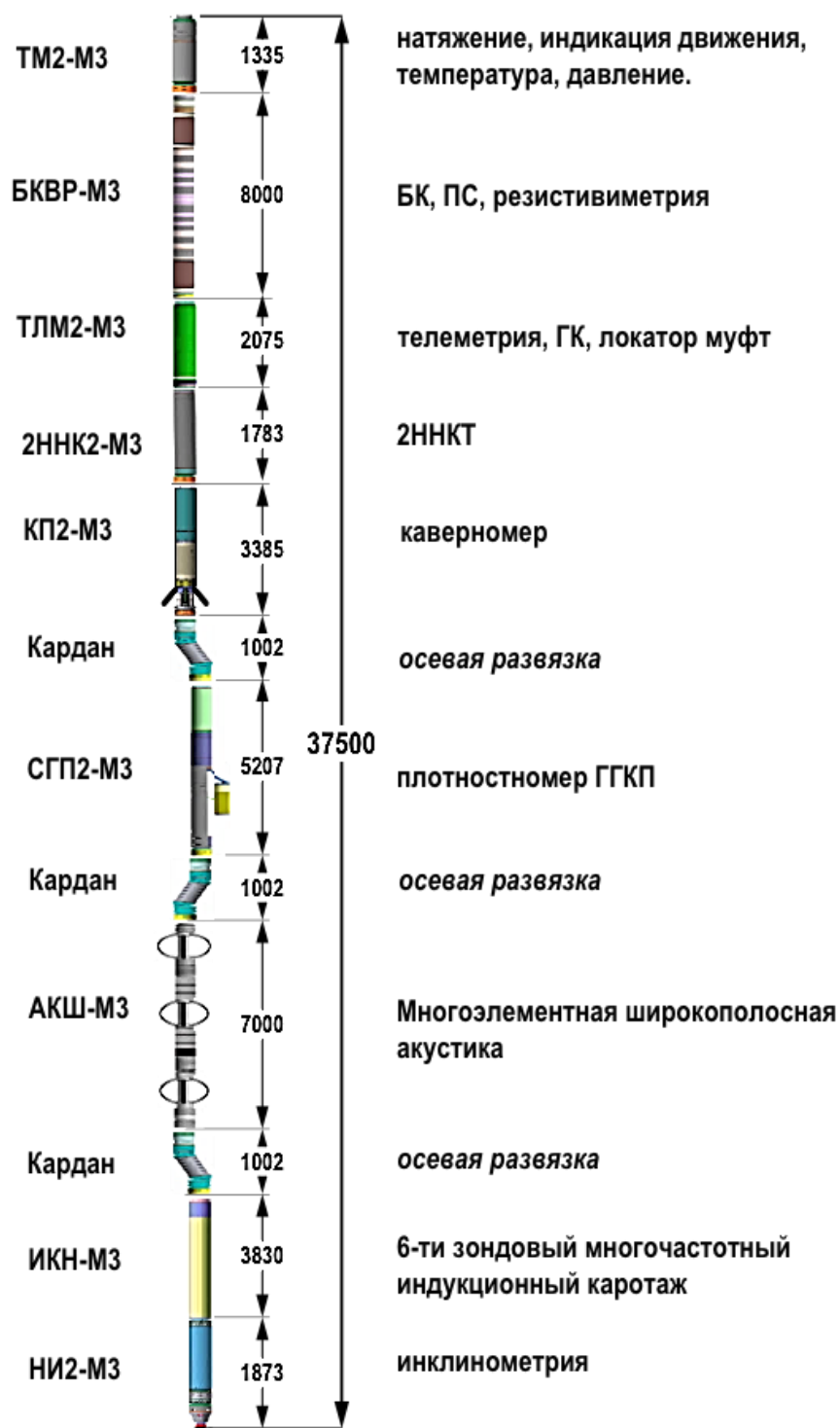


Рисунок 12 – Состав измерительного комплекса МЕГА-3

Реализация технологии МЕГА-3 позволяет объединить все необходимые методы проведения геофизических исследований в скважинах с любым углом наклона в один комплекс с помощью модульных соединений.

Метод TLC позволяет производить спускоподъемные операции с комплексной геофизической сборкой как на кабеле, так и на буровых трубах одновременно. Такой подход позволяет регистрировать данные в онлайн режиме, а также доставлять измерительное оборудование в пласты с любым углом наклона, оперативно получая информацию об исследуемых характеристиках в пласте.

2.5 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Для геофизического оборудования необходимо соблюдение метрологических норм, поэтому все приборы 1 раз в 3 месяца проходят поверку и калибровку на базе компании. Кроме того, для выявления отказов оборудования создаются различные скважинные условия. Оборудование, не прошедшее поверку и калибровку на базе, к работе на скважине не допускается.

Контрольная проверка приборов на предмет их работоспособности должна быть произведена специалистом-геофизиком непосредственно перед выездом на заявку. Такое тестирование позволяет выявить неисправности и несрабатывания в работе приборов или проблему в работе батарейных модулей. Следовательно, контрольное тестирование способствует предотвращению непредвиденных проблем с измерительной аппаратурой еще до начала работы на скважине.

Перед программированием приборов и выполнением спускоподъемных операций рабочие калибровки приборов вводятся через программное обеспечение. Без этих калибровок параметры ГИС будут

записываться неточно и их последующая трактовка не может быть осуществима.

Каротажные кривые после получения геофизического материала с измерительных приборов также подлежат корректировке. Кривые отбиваются по глубине, привязываются к реперному значению, затем выполняется дополнительный комплекс работ с кривыми. После проведения этих мероприятий скорректированные данные отправляются геофизиком в отдел интерпретации компании.

2.6 Интерпретация геофизических данных

Диаграммы, полученные по результатам каротажа с помощью комплекса МЕГА-3 в горизонтальной скважине внутри исследуемого пласта, были проанализированы. Для оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в данной работе были использованы пересчетные уравнения, которые были получены при исследовании керна, в дополнение к ним использованы результаты ГИС для вертикальных разрезов. Ранее уже было отмечено, что метод ПС не работает при использовании промывочной жидкости на основе полимерного раствора. Поэтому данные этого метода не представляется возможным использовать в данной работе.

Определение коэффициента пористости K_p по акустическому методу

Скорость распространения упругих продольных волн v_p (интервального времени $\Delta\tau_n$) и параметр K_p тесно взаимосвязаны. Именно такая связь и позволяет определить коэффициент пористости пород, используя результаты, полученные по акустическому методу. Скорости распространения упругих продольных волн v_p в различных горных породах зависят от их минерального состава, гранулометрического состава, структуры.

Используя акустический метод, в скважинах регистрируют с помощью серийной аппаратуры временные и амплитудные параметры продольной волны, а именно, определяют непрерывные кривые интервального времени $\Delta\tau_{п}$. Интервальное время пробега упругой продольной волны находится как

$$\Delta\tau_{п} = 1/v_p \quad (1)$$

Назовем основные факторы, которые оказывают влияние на скорость распространения упругих колебаний в горных породах, к ним относятся:

- литолого-минералогический состав,
- поровое пространство, заполненное жидкостью,
- форма и размер пор,
- степень насыщения пор жидкостью или газом,
- степень цементации,
- текстурные и структурные особенности,
- разность горного и пластового давлений и др. [5].

Интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы $\Delta t_{ск}$ при необходимости его определения в некоторых случаях для конкретного интервала геологического разреза находится через сопоставление интервального времени, отсчитанного по диаграмме акустического каротажа Δt , и значений коэффициента пористости K_p , определенных по керну или одним из геофизических методов. Полученные при этом данные используют для определения по параметра пористости K_p по величине интервального времени Δt .

Значение $\Delta t_{ск}$ рассчитывается для каждого относительно однородного пласта для тех случаев, когда пористость по разрезу изменяется незначительно:

$$\Delta t_{ск} = (\Delta t - K_p \Delta t_{ж}) / (1 - K_p) \quad (2)$$

где $\Delta t_{ж}$ – время пробега упругой волны в жидкости, заполняющей поровое пространство породы.

Результаты опытных работ, проведенные по данным скважинных исследований, подтверждают существование сложной зависимости скорости распространения упругих волн от глинистости. Поэтому для коллекторов с любой глинистостью используют обобщенное уравнение среднего времени, которое записывается как:

$$\Delta t = (1 - K_{п} - K_{гл}) \Delta t_{ск} + K_{гл} \Delta t_{гл} + K_{п} \Delta t_{ж} \quad (3)$$

где $\Delta t_{гл}$ – интервальное время глин, зависящее от характера распределения глинистого материала в породе (в агрегатном состоянии).

Определение коэффициента пористости $K_{п}$ по методу нейтронного каротажа

В основе определения пористости пород по данным нейтронного каротажа лежит зависимость между показаниями прибора для измерений, который расположен в скважине, и величиной логарифма коэффициента общей (насыщенной водородосодержащей жидкостью) пористости исследуемых пород [5]:

$$I_{НК} = -a \lg K_{п} + b, \quad (4)$$

где $I_{НК}$ – показания прибора; a и b – постоянные величины, характеризующие параметры окружающей прибор среды (литологический состав пород, минерализация жидкости в пласте и скважине, ее диаметр и т. д.) и особенности самого прибора.

Наличие глинистого материала в горной породе также увеличивает ее водородосодержание. Водородосодержание различается в зависимости от состава глинистых минералов следующим образом:

- гидрослюды эквивалентны водоносным породам с пористостью 25 %,
- каолинитовые и хлоритовые глины – породам с пористостью 35 %,
- монтморилонитовые глины – породам с пористостью 50 %.

Неточности в оценке минералогического состава глин могут привести к недопустимым погрешностям в определении пористости пород. Так, при уменьшении диаметра скважины усиливается влияние глинистости пород на данные, полученные с помощью нейтронного каротажа.

Пористость исследуемых пород по данным нейтронных методов определяется по палеткам, которые построены с помощью прямых измерений на физических моделях пластов и путем математического их моделирования для конкретных типов аппаратуры и скважинных условий.

Применение многозондового нейтронного каротажа по тепловым нейтронам основано на следующей приближенной зависимости:

$$I_L = B \cdot e^{-\alpha L}, \quad (5)$$

где α – декремент пространственного затухания плотности тепловых нейтронов в скважине, являющийся функцией водородосодержания исследуемой среды; I_L – скорость счета тепловых нейтронов в скважине на расстоянии L от источника; B – постоянная, характеризующая скважинный прибор (зависит от активности источника и чувствительности детекторов, но не от длины зонда L).

Величина декремента пространственного затухания тепловых нейтронов может быть определена по данным замеров скорости счета двумя зондами НК-Т различных длин по выражению [5]:

$$\alpha = (I_{L1}/I_{L2})/(L_2 - L_1) \quad (6)$$

где I_{L1} , I_{L2} – скорости счета зондов длин L_1 и L_2 , соответственно.

Для обработки результатов таких измерений с целью оценки пористости пород не требуется знать параметры опорных пластов. Декремент пространственного затухания тепловых нейтронов несколько меньше, чем их непосредственный счет, и зависит от изменения скважинных условий. Степень влияния литологического фактора аналогична для декремента пространственного затухания и скорости счета тепловых нейтронов. Детекторы тепловых нейтронов в зонде обычно располагаются на

расстояниях 41 и 56 см от источника. Каждый из зондов имеет независимый регистрационный канал, измеряющий интенсивность счета. Регистрационные каналы обозначаются как I_M и I_G .

Определение коэффициента пористости по результатам нейтронного каротажа для Нижневартковского свода производится по следующей формуле:

$$K_{ПНК} = 75.2(I_M / I_G) - 23.8 + 13.6\alpha_{ПС} \quad (7)$$

Определение коэффициента пористости K_p по гамма-гамма плотностному каротажу

При расчёте по данным измерений ГГК-П величин δ_p допускаем, что измеряемая плотность реальной породы, поры которой насыщены жидкостью, практически не отличается от её объёмной плотности [5]. Примером таких пород являются песчаники, доломиты, известняки. В то же время для таких пород как гипс, галит, в рассчитанных значениях δ_p должна быть учтена поправка, что показано на рисунке 13.

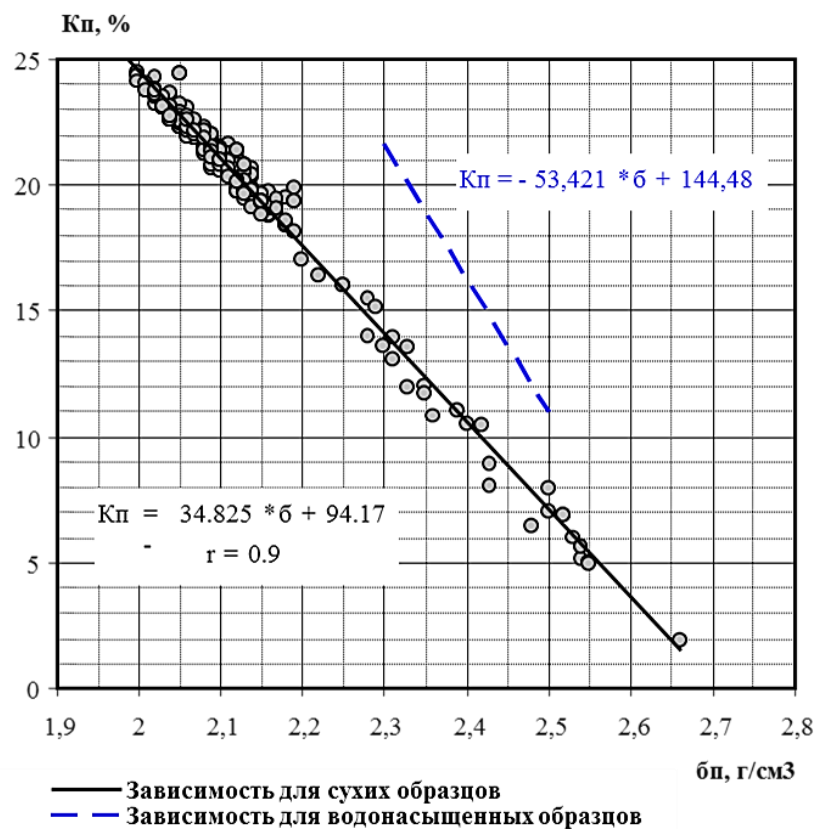


Рисунок 13 – Зависимость $K_p = f(\rho_b)$ для пласта БВ8 Ватинского месторождения ($n = 319$)

Плотность породы зависит от её пористости и определяется по формуле:

$$\delta_{\text{п}} = k_{\text{п}} \delta_{\text{ж}} + (1 - k_{\text{п}}) \delta_{\text{ск}} \quad (8)$$

где $\delta_{\text{ж}}$, $\delta_{\text{ск}}$ – плотности соответственно флюида, заполняющего пустоты породы, и её минерального скелета.

В коэффициент пористости породы вводится поправка за глинистость породы $\Delta k_{\text{п.гл}}$, которая определяется по формуле:

$$\Delta k_{\text{п.гл}} = k_{\text{гл}} (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{гл}}) / (\delta_{\text{ск}} - \delta_{\text{ж}}) \quad (9)$$

где $k_{\text{гл}}$ – объёмное содержание глин в породе; $\delta_{\text{ск}}$, $\delta_{\text{гл}}$ – плотности соответственно скелета породы и глины [9].

Определение коэффициента проницаемости $K_{\text{пр}}$

Оценка коэффициента физической проницаемости $K_{\text{пр}}$ может быть получена согласно закону линейной фильтрации Дарси:

$$V_{\text{ф}} = K_{\text{пр}} (\Delta p / \mu L) = Q / S \quad (10)$$

где $V_{\text{ф}}$ – скорость фильтрации однородной жидкости (газа); $\Delta p / L$ – градиент давления (Δp – перепад давления в Па; L – длина пористого образца в м); μ – удельная вязкость жидкости (газа) в Па·с; Q – объёмный расход жидкости (газа) в единицу времени в м³/с через сечение S в м² пористой среды. Тогда коэффициент проницаемости определяется как

$$K_{\text{пр}} = Q \mu L / S \Delta p \quad (11)$$

Коэффициент $K_{\text{пр}}$ на практике оценивают в дарси ($1\text{Д} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$) [9].

По полученным значениям коэффициентов $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{пр}}$ для исследуемого продуктивного пласта БВ8 строится зависимость $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$, которая является линейной (рисунок 14).

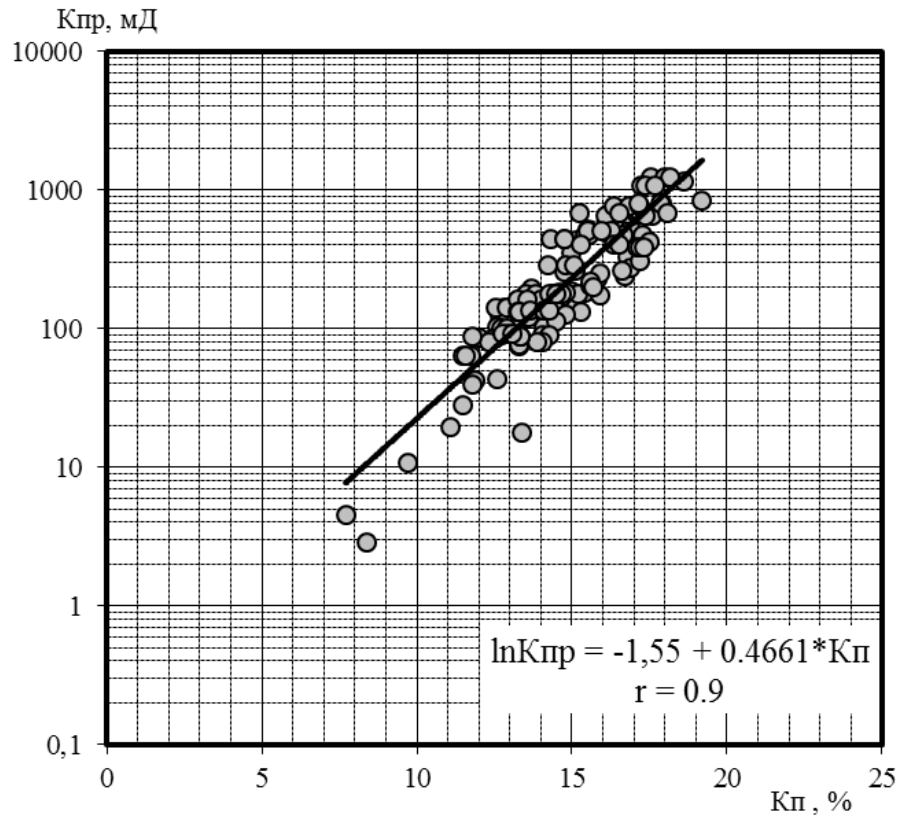


Рисунок 14 – Зависимость $K_{пр} = f(K_{п})$ для пласта БВ8
Ватинского месторождения ($n = 147$)

Исходя из результатов проведенного анализа, по полученным зависимостям можно сделать вывод, что все значения коэффициента пористости, полученные в горизонтальном пласте с помощью примененных в исследовании методов – акустического метода, гамма-гамма плотностного и нейтронного методов, коррелируют между собой и являются достоверными. На этом основании полученные значения коэффициентов были использованы при построении карты изменения свойств в плане, которая представлена на рисунке 15.

3 Специальная часть

3.1 Способы доставки измерительных приборов в горизонтальную скважину

Горизонтальные скважины являются одним из эффективных методов увеличения нефтедобычи, включая трудноизвлекаемые запасы [10]. Традиционные подходы к исследованию скважин, разработанные для вертикальных скважин, являются неэффективными в случае горизонтальных скважин.

Для выполнения геофизических исследований важную роль играет выбор доставки измерительных приборов в горизонтальную часть ствола скважины. В настоящее время в горизонтальных скважинах применяются такие основные технологические схемы [10–14]:

- колтюбинг («Coiled Tubing», «гибкая труба», ГНКТ);
- доставка скважинным трактором («забойный трактор»);
- применение жесткого геофизического кабеля («жесткий кабель», ЖК, «Латераль»).

Выбор способа спуска геофизических приборов – на кабеле (openhole wireline logging) или на трубах (logging drillpipes) – определяется геолого-техническими условиями, к которым можно отнести «зенитный угол отклонения скважины от вертикали» [5], дифференциальное давление в скважине.

Технологии, отмеченные выше, являются эффективными при определенных условиях, в то же время они имеют некоторые ограничения [10].

Так, технология колтюбинга обеспечивает работу в горизонтальных стволах длиной до 1000 м при наличии буферного давления как в открытом стволе, так и в обсаженной скважине. Однако данная технология

существенно изменяет режим работы высокодебитных скважин ($Q > 500$ м³/сут). Также недостатком данной технологии является то, что она не гарантирует прохождение прибора в горизонтальном стволе со сложной траекторией, особенно при наличии парафино-смолистых отложений и пескопроявлении [10].

Скважинный трактор, в отличие от технологии колтюбинга, не имеет ограничений по длине ствола, но для выполнения работ в обсаженном и необсаженном горизонтальном стволе требуются различные конструкции движителей трактора [10].

Применение жесткого кабеля («Латераль») имеет ограничение по длине скважины – до 300 м и общей длине ствола – до 3 км. Кроме того, данная технология неприменима в горизонтальных стволах со сложной траекторией [10].

3.2 Технология доставки геофизических приборов с применением гибкой трубы

Колтюбинг является одной из самых эффективных технологий доставки геофизических приборов с применением гибкой трубы, оборудованной трехжильным геофизическим кабелем, с целью проведения исследований в скважинах с горизонтальным окончанием, в том числе оборудованных компоновкой с изменяющимся внутренним диаметром (хвостовиком с многоступенчатой конструкцией для проведения поинтервального ГРП) [11].

Типичные условия для применения данного метода включают в себя:

- проведение промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах и скважинах с боковым горизонтальным окончанием с целью:

- определения работающих интервалов,
- источников обводнения,
- оценки технического состояния,
- расчета гидродинамических параметров.

Для примера приведем техническое описание колтюбинговой установки легкого класса МК10Т-30 (рисунок 16). Технические характеристики установки представлены в таблице 4.



Рисунок 16 – Колтюбинговая установка МК10Т-30

Таблица 4 – Технические характеристики установки МК10Т-30

Шасси	КАМАЗ (6х6)
Габаритные размеры не более, мм	
длина	10 500
ширина	2 550
высота	4 200
масса полная не более, кг	34 000
Максимальное тяговое усилие инжектора, кг	12 200
Скорость подачи БДТ, м/мин	0,9–50,8
Максимальное давление на устье скважины, МПа	70
Максимальная грузоподъемность установщика оборудования, т	10
Диаметр БДТ, мм	до 38,1
Ёмкость узла намотки для БДТ 38,1мм, м	200

Отметим достоинства колтюбинговой установки для проведения геофизических исследований в горизонтальных скважинах:

Достоинства колтюбинга в сравнении с жестким кабелем:

- Более высокая вероятность доставки приборов до глубины забоя за счет высокой проходимости, которую обеспечивает большая нагрузка при движении в горизонтальной части.
- Возможность выполнения ГИС под давлением без глушения скважины.
- Возможность проведения исследований в скважинах с низким пластовым давлением путем вызова притока с помощью применения струйного насоса или ЭЦН с байпасной системой (Y-tool).
- Проведение ГИС без привлечения бригады КРС.

Достоинства колтюбинга в сравнении с забойным трактором:

- Возможность выполнения ГИС в скважинах с низким пластовым давлением путем вызова притока с помощью применения струйного насоса или ЭЦН с байпасной системой (Y-tool).
- Снижение временных затрат на проведение исследований и непроизводительных простоев скважины за счёт более высокой скорости доставки геофизических приборов.
- Возможность выполнения каротажа в горизонтальных скважинах, оборудованных компоновкой с изменяющимся внутренним диаметром (хвостовиком с многоступенчатой конструкцией для проведения поинтервального ГРП) за счет безмуфтовой гибкой трубы.
- Более низкая вероятность прихвата в скважине за счёт меньшего диаметра инструмента.
- Более высокая вероятность освобождения геофизического прибора и гибкой трубы за счёт жёсткости самой трубы и более высокой нагрузки на инструмент в случае возникновения осложнений в скважине.

Достоинства колтюбинга в сравнении с технологией «Латераль»:

- Возможность выполнения каротажа в горизонтальных скважинах, оборудованных компоновкой с изменяющимся внутренним диаметром (хвостовиком с многоступенчатой конструкцией для проведения поинтервального ГРП) за счет безмуфтовой гибкой трубы.
- Возможность проведения ГИС под давлением без глушения скважины.
- Возможность выполнения исследований в скважинах с низким пластовым давлением путем вызова притока с помощью применения струйного насоса или ЭЦН с байпасной системой (Y-tool).
- Проведение ГИС без привлечения бригады КРС.

3.3 Метод TLC доставки комплекса ГИС в горизонтальный пласт

Метод TLC (tough logging conditions) относится к одним из эффективных методов доставки комплекса геофизических приборов в горизонтальный пласт.

Спускоподъемные операции с комплексом ГИС по данному методу производятся одновременно на кабеле и буровых трубах. Такой подход позволяет контролировать качество регистрируемых данных в онлайн-режиме. Конечные данные получают перед окончательным подъемом бурильного инструмента.

Комплексные геофизические исследования по методу TLC могут выполняться в горизонтальных скважинах с любой длиной горизонтального участка. Спуск измерительных приборов единой сборкой в соответствии с методом TLC делает возможным попадать в пласты с любым углом наклона. К тому же, в этом случае вся информация об исследовании в пласте будет поступать специалистам-геофизикам весьма оперативно.

На рисунке 17 показано оборудование TLC от фирмы Schlumberger, которое применяется для спуска на бурильных трубах.

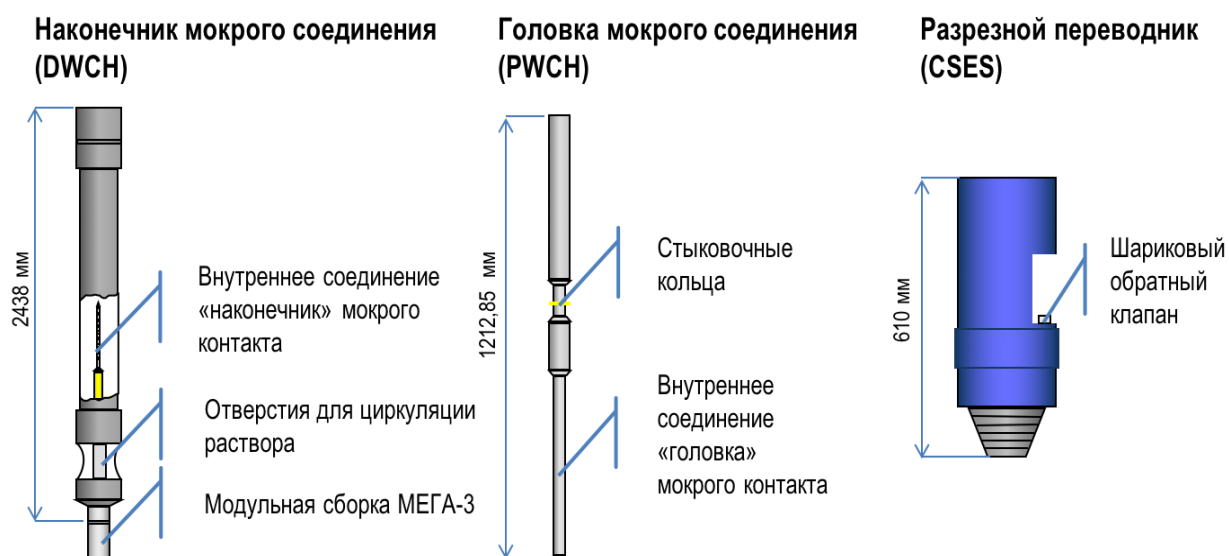


Рисунок 17 – Оборудование TLC

Наконечник мокрого соединения и головка мокрого соединения позволяют произвести подключение геофизического комплекса к геофизическому кабелю непосредственно в скважине, а разрезной переводник, в свою очередь, обеспечивает возможность пропустить геофизический кабель в буровую колонну и синхронный спуск кабеля и буровых труб.

Спуск и подъем геофизического комплекса производится в несколько этапов, при этом необходимо соблюдать некоторые обязательные условия. Рассмотрим основные требования, которые необходимо выполнять при осуществлении работ методом TLC.

Требования, которые необходимо выполнять при спуске приборов ГИС на трубах без кабеля:

1. После сборки геофизических приборов наверх вернуть необходимые переводники и спустить необходимое количество труб, указанное инженером.

2. Скорость спуска приборов без кабеля в колонне не быстрее чем 0,4 м/с, в открытом стволе не быстрее чем 0,2 м/с.

3. Не использовать трубную смазку.

4. Начало спуска труб, движение вниз и их остановка должны быть плавными, чтобы не повредить приборы.

5. Производить долив бурового раствора в инструмент каждые 10 свечей или согласно ГТН. В закрытом стволе циркулировать через каждые 1000 м, в открытом стволе через каждые 10 свечей до получения обратного притока (10–15 мин), с использованием фильтра с расходом не более 38 л/с, либо 70 атм.

6. Порядок спуска бурильного инструмента должен соответствовать нумерации свечей, указанной в «мере».

7. При разгрузке более 1 тонны, затяжке 3 тонны и любых других вопросах – остановить спуск/подъем.

8. Перед спуском головки мокрого соединения на кабеле промыть скважину в течение полного цикла (или времени, указанному начальником партии) на данной глубине, скорость прокачки не более 38 л/с, либо 70 атм., с использованием фильтра.

9. Во время полного цикла промывки буровой бригаде необходимо осуществить подъем и фиксацию верхнего ролика согласно указаниям начальника партии.

10. После спуска головки мокрого соединения, для соединения кабеля с приборами по команде инженера запустить насос при производительности не более 38 л/с с использованием фильтра.

Требования, которые необходимо выполнять при спуске приборов ГИС на бурильных трубах с кабелем:

1. Зафиксировать ротор. Не вращать инструмент.

2. Клинья вставлять аккуратно во избежание повреждения каротажного кабеля.

После завершения каротажа на бурильных трубах, осуществляется подъем инструмента с приборами ГИС без кабеля, при этом скорость подъема должна составлять 25 м/мин (0,4 м/с).

Несоблюдение предписанных условий выполнения каждого из этапов ведет к нарушению записи данных и сбою в работе приборов.

Содержание этапов спуска и подъема геофизического комплекса показано в таблице 5.

Таблица 5 – Этапы спуска и подъема геофизического комплекса

Этап 1	Монтаж и спуск геофизической сборки на бурильных трубах. Наконечник мокрого соединения монтируется непосредственно последним на геофизическую сборку, для дальнейшего соединения с головкой мокрого соединения.
Этап 2	Монтаж роликов, соединение геофизического кабеля с головкой мокрого контакта, стыковка головки мокрого контакта с наконечником, монтаж разрезного переводника на последнюю трубку буровой колонны. Производится синхронный спуск кабеля и бурильных труб.
Этап 3	Запись приборов при синхронном подъеме. Производится контроль качества данных. После прохождения приборами исследуемого интервала, при условии хорошего качества данных, происходит передача данных на обработку и интерпретацию.
Этап 4	Расстыковка головки мокрого контакта, демонтаж разрезного переводника. Подъем и демонтаж геофизической сборки на бурильных трубах.

На рисунке 18 показана схема установки геофизических роликов для осуществления спускоподъемных операций по методу TLC. На рисунке 19 представлена схема, в соответствии с которой проводится монтаж оборудования для технологии TLC.

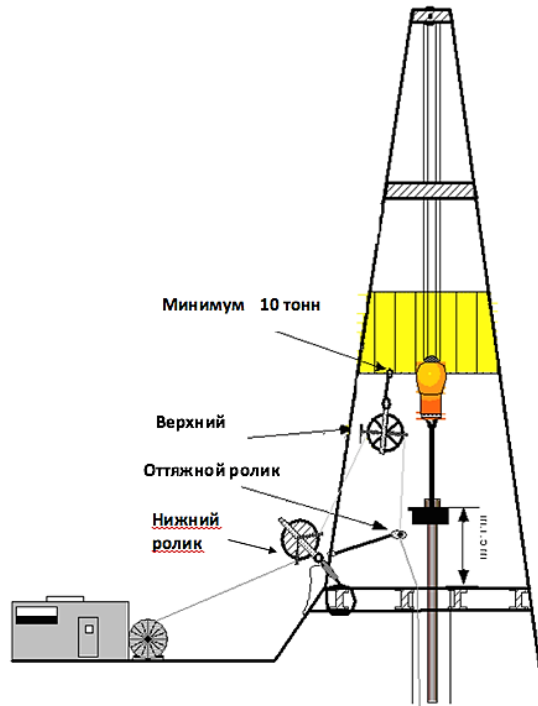


Рисунок 18 – Схема установки геофизических роликов для проведения работы методом TLC

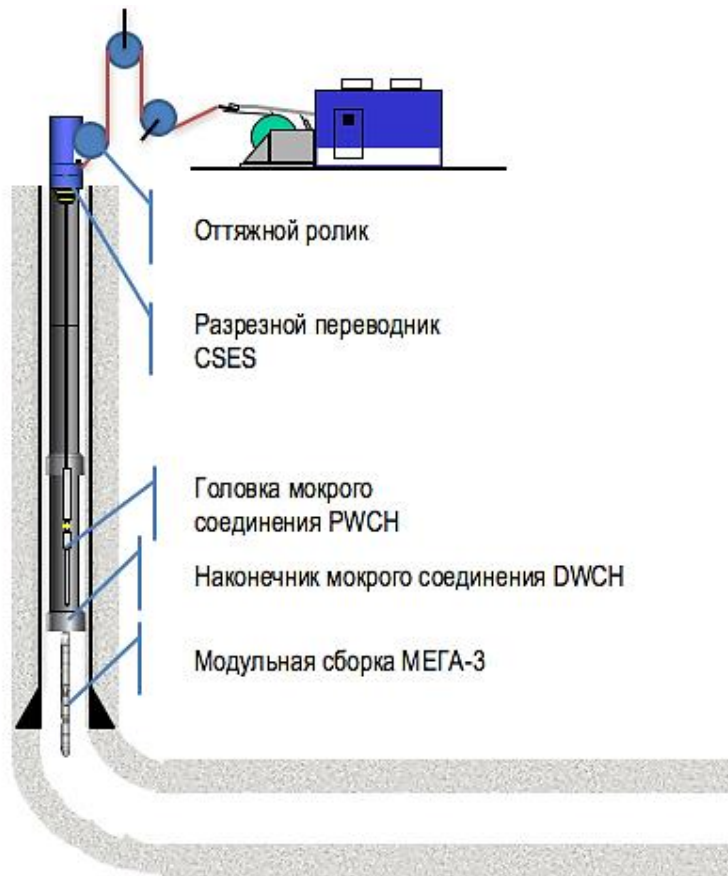


Рисунок 19 – Монтаж оборудования TLC

Метод TLC позволяет производить кратковременную промывку для технологических целей (для вымывания загустевшего раствора и частиц из бурильного инструмента). Использование данного оборудования для промывки скважины вместе с кабелем в течение продолжительного времени (более нескольких часов) может привести к преждевременному износу каротажной головки РWСН, приемника мокрого соединения DWСН, повреждению кабеля. В этом случае осуществляется внеплановый подъем бурильного инструмента с выводом геофизических приборов на поверхность для поиска места неисправности, обслуживания оборудования и замены неисправных частей.

На основании рассмотренного материала можно заключить, что технология TLC для доставки комплекса геофизического измерительного оборудования в горизонтальную скважину соответствует требованиям проведения работ полностью. Технология TLC позволяет работать в горизонтальных скважинах любой длины. Данная технология позволяет контролировать качество получаемого материала и оперативно ее получать еще до подъема бурового инструмента.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Расчет экономических параметров включает в себя вопросы экономики, организации, планирования, управления и менеджмента, а также расчеты технико-экономических показателей и денежные расчеты.

Все это необходимо для обоснования сроков выполнения работ по проекту, обоснования материально-технических, трудовых и денежных ресурсов.

4.1 Характеристика предприятия

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» (рисунок 20).

Офис предприятия находится в г. Мегион.

Производственная база находится на территории АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» и включает в себя:

- благоустроенное общежитие на 60 мест,
- тёплую стоянку на 40 ед. техники,
- аппаратно-метрологический цех,
- инклинометрическую лабораторию,
- склад РВ,
- материальные склады,
- склад ВМ.

Производственный состав:

- 15 промыслово-геофизических партий,
- 2 партии забойных телесистем навигации наклонно-направленного и горизонтального бурения,
- 8 партии контроля параметров бурения и газового каротажа,
- 2 партии контроля процесса цементирования скважин,

- партия внедрения новой техники,
- контрольно-интерпретационная партия,
- аппаратно-метрологический цех,
- транспортно-строительный участок.

Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом [1].

4.2 Организационная структура компании

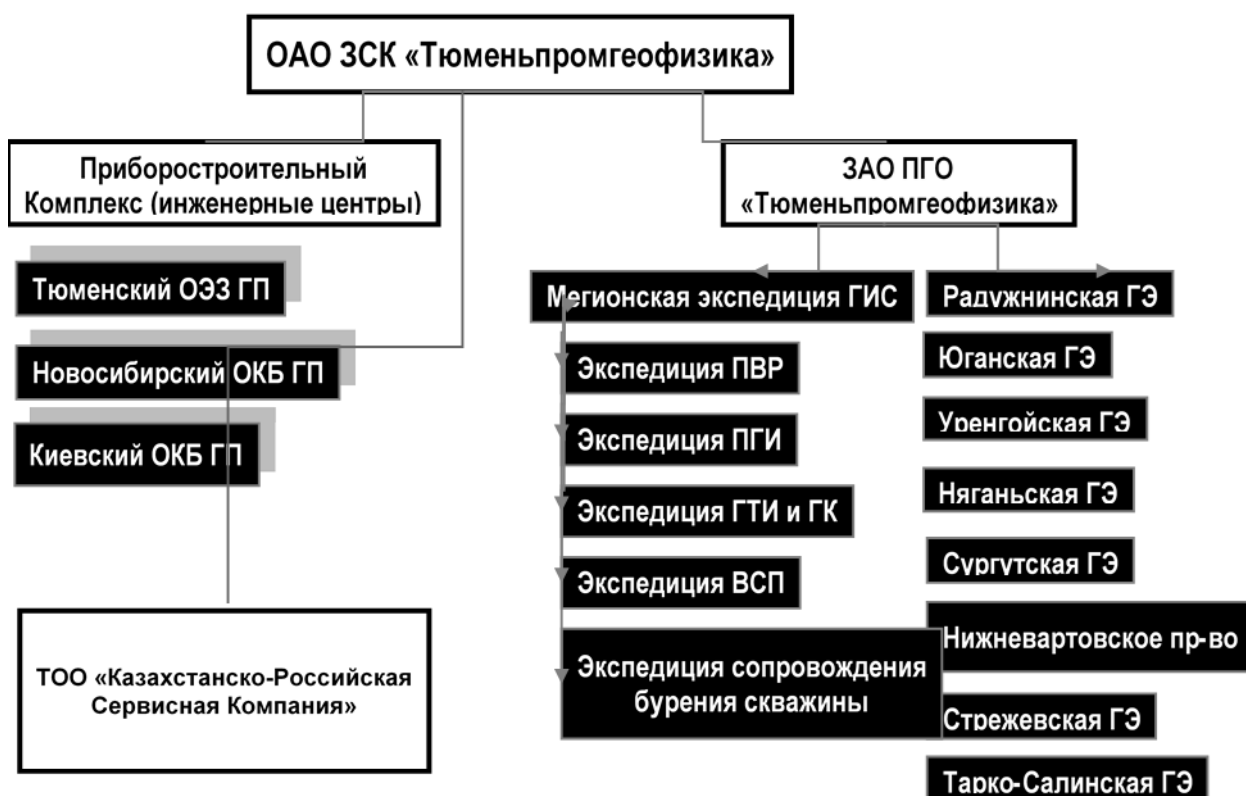


Рисунок 20 – Организационная структура компании

Мегионская экспедиция, в свою очередь, делится на следующие бригады: ПГИ (промыслово-геофизических исследований), ПВР (прострелочно взрывных работ), ГИС (геофизических исследований скважин), ВСП (вертикального сейсмического профилирования), ГТИ (геолого-технических исследований), телеметрии, геологический отдел, контроль разработки и отдел бурения.

4.3 Виды и объём проектируемых работ

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (таблицы 6 и 7) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 6 – Виды и объём проектируемых работ (Технический план)

№	Виды работ	Оборудование	Объём	
			Ед. изм.	Кол-во
1	Комплексный каротаж	Подъёмник каротажный самоходный ПКС, Мобильный геофизический транспортный комплекс МГТК, Каротажная станция “МАХ-V”.		
		“НКТ”	м	1500
		“БКВР”	м	1500
		“ВИКИЗ”	м	1500

Продолжение таблицы 6

		“ГК”	м	1500
		“ГГКп”	м	1500
		“АКШ”	м	1500
		“Инклинометр”	м	1500
		“Кавернометр”	м	1500
		“Термометр”	м	1500
2	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: «МАХ»		

В данном случае проектный забой скважин – 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 7 – Виды и объём проектируемых работ по проекту

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				от	до
1	НКТ	1:200	2500	1000	2500
2	Кавернометрия	1:200	2500	1000	2500
3	Инклинометрия	через 20м	2500	1000	2500
4	Термометрия	1:200	2500	1000	2500
5	БКВР	1:200	2500	1000	2500
6	ГК	1:200	2500	1000	2500
7	ВИКИЗ	1:200	2500	1000	2500
8	ГГКп	1:200	2500	1000	2500
9	АКШ	1:200	2500	1000	2500
10	Контрольно-интерпретационные работы	Проводятся на протяжении всего периода работ			

Техническое дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50 % от стоимости полевых работ.

4.4 Расчет сметной стоимости проекта

Таблица 8 – Сметный расчет по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм.усл.	
1	Кавернометрия	м	1500	220,91	руб/100 м	3313,65	3,38	1,2	13440,1644
2	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2470,19	руб/опер	2470,19	3,38	1,15	9601,62853
3	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	200	50,24	р/тчк	10048	3,38	1,2	40754,688
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	640,17	руб/опер	640,17	3,38	1,15	2488,34079
5	Термометрия	м	1500	220,91	руб/100 м	3313,65	3,38	1,2	13440,1644
6	Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	2470,19	руб/опер	2470,19	3,38	1,15	9601,62853
7	Боковой каротаж высокого разрешения	м	1500	2000,83	руб/100 м	30012,5	3,38	1,2	121730,497
8	Вспомогательные работы при БКВР	опер	1	2400,87	руб/опер	2400,87	3,38	1,15	9332,18169
9	Акустический каротаж широкополостный	м	1500	2200,14	руб/100 м	33002,1	3,38	1,2	133856,518
10	Вспомогательные работы при АКШ	опер	1	2930,9	руб/опер	2930,9	3,38	1,15	11392,4083
11	ВИКИЗ	м	1500	1100,6	руб/100 м	16509	3,38	1,2	66960,504
12	Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	2400,87	руб/опер	2400,87	3,38	1,15	9332,18169

Продолжение таблицы 8

13	РК(ГК, ННК-Т)	м	1500	2300,97	руб/100 м	34514,6	3,38	1,2	139991,015
14	Вспомогательные работы при РК	опер	1	3510,46	руб/опер	3510,46	3,38	1,15	13645,158
15	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	1500	3100,06	руб/100 м	46500,9	3,38	1,2	188607,65
16	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	2750,24	руб/опер	2750,24	3,38	1,15	10690,1829
18	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	5730,35	руб/опер	5730,35	2,93	1,15	19308,4143
19	Проезд	км	80	15,49	р/км	1239,2	1,51	1,15	2151,8708
20	Тех дежурство	парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,28	1,15	4054,1364
21	Итого:								820379,333

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией, на одну скважину – 820379,333 руб.

При использовании каротажных автомашин Mercedes затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере половины стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 410189,6 руб.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 1230568,9 руб.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет.

Таблица 9 – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		От суммы	Итого затрат на объем / руб.
		3	4		
1	Основные расходы				
	полевые каротажные работы		1		820379,333
	расход топлива	%	10		82037,9333
	контрольно интерпретационные работы		1		410189,6665
	ИТОГО:		1312606,933		
2	Накладные расходы	%	15		196891,0399
3	Плановые накопления	%	20		262521,3866
4	Компенсируемые затраты				
	производственные командировки	%	0,5		6563,034664
	полевое довольствие	%	3		39378,20798
	доплаты	%	8		105008,5546
	охрана природы	%	5		65630,34664
5	Подрядные работы	%	1,2		15751,28319
6	Резерв	%	10		131260,6933
Итого сметная стоимость					2135611,48
Договорная цена с учетом НДС (+20 %)					2562733,776

Таким образом, конечная стоимость выполнения работ составила 2562733,776 руб.

5 Социальная ответственность

Проектируемые геофизические работы для оценки и изучения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта БВ8 методами ГИС будут проводиться на Ватинском нефтяном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Нефтегазопромыслы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим, на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главная цель которых – создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для работников на Ватинском месторождении предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Ст. 147 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдается специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Ст. 221 ТК РФ).

Для работников компании, работающих вахтовым методом, предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100 % объеме дорогу до места отпуска и обратно.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию оборудования, согласно ГОСТ 12.2.034-78. Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны, очищены и готовы к работе согласно РД 153-39.0-072-01 [11].

Выполнение запроектированных геофизических работ на Ватинском нефтяном месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях. Все работы по расположению рабочей зоны ведутся согласно НПА ОП 74.2-1.02-90 [12].

5.2 Производственная безопасность

В таблице 10 приведены основные опасные и вредные факторы, присутствующие при проведении геофизических работ в скважинах измерительным комплексом, предложенным в данной работе.

Таблица 10 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте геофизика

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [13] ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов [14]

повышенный уровень шума	+	-	СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [15]
отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	-	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [16].
физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса	+	-	Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [17]
патогенные и условно патогенные микроорганизмы	+	-	ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [18]
повышенный уровень ионизирующего излучения	+	-	СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009 [19]
производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [20]
движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности [21] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [22]
производственные факторы, связанные с тепловым излучением зон горения, фронта пламени	+	+	№123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [23]

Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Отклонение показателей климата на открытом воздухе (полевой этап). Обслуживающий персонал геофизических партий работает на

открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток. Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса.

В Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, действующей на предприятии, сказано, что при работе на открытом воздухе при температуре от -27 до -29 °С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре от -30 до 35 °С без ветра работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре от -35 до -39 °С с ветром силою не более 3 баллов или без ветра -40 °С работы на открытом воздухе прекращаются.

В теплое время года: регламентированные перерывы составляют 15–20 мин в охлажденном помещении либо в помещении с нормальной температурой на уровне 24 – 25 °С.

ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т. к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки (ГОСТ 12.4.125-83) [14]. В солнечные дни средства индивидуальной защиты от перегрева включают в себя светлые хлопчатобумажные одежды, шляпы. Партии должны быть снабжены минеральной питьевой водой, термосы с горячей водой.

Отклонение показателей микроклимата в помещении (камеральный этап). С целью создания благоприятных условий для работы исполнителя установлены нормы производственного микроклимата в помещениях

согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [13], указанные в табл. 11. При выполнении камерального этапа данной работы нормативные значения параметров микроклимата соблюдались.

Таблица 11 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Относительная влажность, %	Температура воздуха в помещении, °С	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	40–60	22–24	до 0,1
Теплый	40–60	23–25	0,1–0,2

5.2.2 Повышенный уровень шума

Шум является причиной несчастных случаев и заболеваний.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий согласно СП 51.13330.2011 представлены в таблице 12 [15].

Таблица 12 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)										Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
											50
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69		80

При выполнении работ на Ватинском месторождении наблюдалось превышение уровня шума до 10 дБА. Поэтому для борьбы с повышенным уровнем шума проводятся следующие мероприятия:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

5.2.3 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [16]. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Освещенность при производстве ГИС в темное время суток должна быть не менее:

- мерного (нижнего) ролика блок-баланса 50 лк;
- подвешеного ролика 20 лк;
- места выполнения работ со скважинными приборами 100 лк;
- пути прохождения геофизического кабеля и площадки для подключения каротажной станции и заземляющих проводников, рубильника 50 лк;
- мест переноски скважинных приборов и переходов персонала 20 лк;

- площадки для установки геофизического оборудования и трассы силовых и соединительных проводов 20 лк;
- мест установок розеток и т. д. 50 лк.

Приведенные величины освещенности для ламп накаливания, при использовании люминесцентных ламп освещенность следует увеличить на 20 лк.

2.4 Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса

К тяжелой относятся работы, которые связаны с постоянным перемещением и перенесением значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующих больших физических нагрузок. Нормы поднятия тяжестей для мужчин (табл. 13) определены в документе Р.2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [17].

Таблица 13 – Нормы поднятия тяжестей для мужчин

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный <i>легкая физическая нагрузка</i>	Допустимый <i>средняя физическая нагрузка</i>	Вредный (<i>тяжелый труд</i>)	
			1 степени	2 степени
	1	2	3.1	3.2
Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг)				
Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	до 15	до 30	до 35	более 35
Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение смены	до 5	до 15	до 20	более 20
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа, смены: - с рабочей поверхности - с пола	до 250 до 100	до 870 до 435	до 1500 до 600	более 1500 более 600

Перемещение груза на расстояние более 15 м массой более 50 кг, а также подъем его на высоту более 3 м должны быть механизировано согласно ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009. ССБТ. «Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования» [24].

5.2.5 Патогенные и условно патогенные микроорганизмы

Переносчиками различных заболеваний, в частности энцефалита, являются лесные клещи. Все работники Ватинского месторождения должны иметь прививки от заражения энцефалитом и снабжены противоэнцефалитными костюмами, накомарниками и инсектицидными препаратами.

Для профилактики и борьбы с клещевым энцефалитом на предприятии соблюдаются требования ГОСТ 12.1.008-76 [18]: обеспечивается соблюдение действующего санитарного законодательства РФ и установленных правил профилактики клещевого энцефалита и осуществляется производственный контроль за их выполнением; контингенты, профессионально связанные с лесом, обеспечиваются костюмами для защиты от гнуса и клещей; ежегодно составляются списки контингентов, подлежащих вакцинации и ревакцинации против клещевого энцефалита, и обеспечивается явка работающих для ее проведения в лечебно-профилактическое учреждение; в коллективах, профессионально связанных с лесом, организуются само- и взаимоосмотры с целью удаления присосавшихся и ползающих клещей.

5.2.6 Повышенный уровень ионизирующего излучения

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения.

Для снижения внешнего облучения требуются следующие меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием является дозиметрический контроль. Работники, работающие с источниками ионизирующих излучений (ИИ), подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для предотвращения облучения на Ватинском месторождении соблюдаются следующие правила:

- используются источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- операции с источниками излучений выполняются в течение очень короткого времени;
- работы проводятся на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применяются защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществляется радиометрический и дозиметрический контроль.

При выполнении работ с источниками ИИ осуществляется постоянный радиационный контроль, контроль за соблюдением требований СанПиН 2.6.1.2523-09 [19] и других нормативных документов по радиационной безопасности.

Индивидуальный дозиметрический контроль лицам группы А проводится с применением индивидуальных дозиметров (ТЛД) и расчетного метода. Вся работа по выдаче, сбору дозиметров, подсчета доз, разности доз в карточки и медкнижки ведется работниками службы РБидК.

По результатам радиационного контроля рассчитываются значения эквивалентных и эффективных доз у персонала, а при необходимости, определяются значения эквивалентных доз облучения отдельных органов. Результаты индивидуального контроля доз облучения персонала хранятся в

течение 50 лет. При проведении индивидуального контроля ведется учет годовых эффективной и эквивалентных доз, эффективной дозы за 5 последовательных лет, а также суммарной накопленной дозы за весь период профессиональной работы.

5.2.7 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

Полевой этап. Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории, скважинных приборов).

При работе с электрическим током соблюдаются требования нормативных документов по электробезопасности (ГОСТ 12.1.038-82 [20], ГОСТ 12.1.019-2017 [25], ГОСТ 12.1.030-81 [26]).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

– организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;

– специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Камеральный этап. Инженер-интерпретатор, работая с персональной ЭВМ, может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, либо во время ремонта.

В отношении опасности поражения людей электрическим током помещение, в котором выполнялся камеральный этап работы, согласно ПУЭ относится к категории помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность, т.е. отсутствует сырость и токопроводящая пыль, токопроводящие полы, а температура нормальная. Геофизики имеют группу по электробезопасности III согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы, проводятся следующие мероприятия:

а) систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов;

б) разработка инструкций по эксплуатации и контроль за их соблюдением;

в) подключение компьютерного оборудования к отдельному щиту;

г) защитное заземление и отключение распределительного щита.

д) аттестация оборудования и персонала.

Запрещается:

а) располагать электроприборы в местах, где рабочий может одновременно касаться прибора и заземленного провода;

б) оставлять оголенными токоведущие части схем и установок;

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [20].

5.2.8 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами, в случае аварии, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация соответствуют нормативным документам [21, 22].

Управление геофизической аппаратурой производится лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструмент содержатся в исправности и чистоте, соответствуют техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатируются в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и СИЗ. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

5.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую

среду. В соответствии Постановлением Правительства РФ № 2398 от 31.12.2020 г. «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий», предприятие по добыче сырой нефти относится к объектам I категории.

В таблице 14 представлены данные о вредных воздействиях на окружающую среду при производстве геофизических работ и основные мероприятия по устранению этих воздействий.

Таблица 14 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей,
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин

Продолжение таблицы 14

1	2	3
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

Бытовые отходы собираются в специально отведенном месте в металлический контейнер и по окончании работ (либо по мере накопления) вывозятся на полигон месторождения, построенный по действующим нормам и правилам. Люминесцентные лампы после отработанного срока собираются и отправляются на хранение, для дальнейшей транспортировки из месторождения в пункт переработки, где в дальнейшем перерабатывается согласно постановлению РФ. Сбор оргтехники производится по стандарту, устанавливающему основные положения по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов [27, 28]. Макулатуру собирают и упаковывают для временного хранения согласно ГОСТ Р 55090-2012 [29]. После срока хранения, когда данные на бумажных носителях становятся не актуальны, их отправляют на утилизацию [30].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При разработке месторождений нефти возможны различные виды чрезвычайных ситуаций (ЧС). К наиболее тяжелым видам аварий на Ватинском месторождении, в случае нарушения проектных решений, относится открытый фонтан – выброс, а также возникновение пожара.

Последствия аварии – загрязнение нефтью поверхности кустовой площадки, возможное отравление работников испаряющимися углеводородами. Действия персонала при газонефтепроявлении регламентируются нормативным документом РД 08-254-98 [31].

Во всех случаях, когда необходимо прервать процесс проводки скважины при вскрытых продуктивных пластах, инструмент должен быть спущен (поднят) до башмака последней обсадной колонны, на инструмент необходимо навернуть одиночку с обратным клапаном или шаровым краном (устье скважины загерметизировать плашечным превентором), инструмент должен находиться на весу. За скважиной должен быть установлен постоянный контроль.

На буровой постоянно должны находиться исправные опрессованные обратные клапаны (шаровые краны), соответствующие типоразмеру бурильного инструмента, два обратных клапана (шаровых кранов) должны быть в открытом положении.

Концевая задвижка на линии глушения должна быть закрыта, а на линии дросселирования открыта, после закрытия превентора концевая задвижка на линии дросселирования закрывается. Определяется рост давления на устье, не превышая допустимого давления опресовки колонны. В случае дальнейшего роста давления производится стравливание. Работы, связанные с ликвидацией газонефтепроявления ведутся по специальному плану.

При возникновении открытого газового или нефтяного фонтана буровая бригада должна: прекратить все работы, загерметизировать устье скважины, остановить двигатели внутреннего сгорания и отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках. Отключение электроэнергии воздушным выключателем должно производиться за зоной загазованности.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Общие требования пожарной безопасности устанавливает ФЗ №123 [23].

На предприятии основным пожароопасным веществом является нефть. Класс пожара – В (сгораемые жидкости).

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель -1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.
2. Ведро пожарное -1шт.
3. Топоры -1 шт.
4. Ломы -2 шт.
5. Кошма - 2м×2м (на каждую машину).

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие: короткое замыкание, нагрев оборудования; сварочные работы, костры, курение, искры; удар молнии; разряд зарядов статического электричества.

Согласно СП 12.13130.2009 [32] камеральное помещение, в котором выполнялись геофизические исследования, относится к категории В –

пожароопасное, т. е. помещения, в которых есть твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (деревянные элементы мебели). Согласно ПУЭ [33] классом зоны пожароопасности этого помещения является П–2а, т. е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

Заключение по разделу

В процессе выполнения работ рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ, мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

Выполнение всех норм и правил – важный аспект производственной деятельности, это отразится на качестве работы, на состоянии работников, их работоспособности, окружающей среде. Нарушения рассмотренных правил и норм могут стать причиной серьезных проблем.

Заключение

Ватинское месторождение характеризуется большим количеством продуктивных пластов, но выбор для проекта именно пласта БВ8 дает возможность проводить исследование наклонно-направленной скважине с горизонтальным заходом в пласт поскольку пласт очень мощный и можно исключить влияние перекрывающих и подстилающих глин. Исследование внутри пласта позволяет наиболее эффективно выявить изменение фильтрационно-емкостных свойств по латерали, а также определить положение притока нефти с нижележащих продуктивных пластов.

Метод ПС оказался не эффективным в условиях использования в горизонтальных скважинах с полимерной промывочной жидкостью. В свою очередь, наиболее достоверным оказался акустический метод, показавший хорошие пересчетные значения коэффициента пористости.

Общие показания приборов показывают большую перспективность в исследовании внутри пластов, с дальнейшим построением карт изменения значений фильтрационно-емкостных свойств, которые позволят анализировать не только околоскважинное пространство, а с заходом в пласт до 300–400 метров, возможностью анализировать площадь скважины радиусом горизонтального захода в пласт.

Список использованных источников

1. Отчет по геологии и петрофизике Ватинского месторождения нефти». – Мегион: АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика», 2009.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: ООО «Издательство ГЕРС», 2002. – 272 с.
4. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
5. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.
6. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежи нефти геофизическими методами. – М., «Недра», 1977. – 239 с.
7. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
8. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
9. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин: Учеб. пособие. – СПб.: Международная академия наук экологии, безопасности человека и природы (МАНЭБ), 2001. – 298 с.
10. Дахкильгов Т.Д., Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
11. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.

12. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
13. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
14. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
15. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
16. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
17. Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
18. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
19. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009.
20. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
23. №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
24. ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009. ССБТ. Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования.
25. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
26. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Защитное заземление, зануление.
27. ГОСТ Р 55102-2012. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Руководство по безопасному сбору, хранению, транспортированию и

разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов.

28. ГОСТ 1641-75. Бумага. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).

29. ГОСТ Р 55090-2012. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги.

30. Бочаров А.И., Бурдин О.А. и др. Организация безопасного ведения геологоразведочных работ. – М: Недра, 1981. – 217 с.

31. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

32. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

33. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.