

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА/ПРОЕКТ

Тема работы Геофизические исследования скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Двуреченском месторождении углеводородов (Томская область)

УДК 550.832:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Мохирева Анжелика Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин А. А.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В. В.	к.г.-м.н.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Мохиревой Анжелике Сергеевне

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Двуреченском месторождении углеводородов (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 143-36/с от 22.05.20

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p style="text-align: center;">Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Каротажные диаграммы исследования разрезов скважин; 2) Данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах; 3) Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов на месторождении.
<p style="text-align: center;">Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Географо-экономический очерк; 2) Геолого-геофизическая изученность района; 3) Литолого-стратиграфическая характеристика; 4) Тектоника; 5) Нефтегазоносность; 6) Петрофизическая характеристика; 7) Сейсмогеологическая характеристика; 8) Анализ ранее проведенных ГИС; 9) Задачи геофизических исследований; 10) Обоснование объекта исследования; 11) ГТМ объекта исследования; 12) Методика проектных геофизических работ; 13) Интерпретация геофизических данных; 14) Специальное исследование.
<p style="text-align: center;">Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рис. 1.1. Обзорная карта района работ;</p> <p>Рис. 2.1. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор В.С. Сурков, 1981г;</p>

	<p>Рис. 2.2. Тектоническая карта юрского структурного яруса Томской области (фрагмент);</p> <p>Рис. 3.1. Геофизические методы исследования Двуреченского месторождения (разрез скважины №11П);</p> <p>Рис. 4.1. Схема распространения коллекторов пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения;</p> <p>Рис. 4.2. Схема корреляции по линии I-I Двуреченского месторождения (северный блок);</p> <p>Рис. 4.3. Схематичное расположение проектной скважины;</p> <p>Рис. 4.4. Физико-геологическая модель разреза Двуреченского месторождения;</p> <p>Рис. 5.1. Схема проведения работ;</p> <p>Рис. 5.2. Графики определения граничного значения αПС;</p> <p>Рис. 5.3-5.5. Зависимости Кп = f(αПС) для пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁^М, Ю₁³ (пачка А, Б);</p> <p>Рис. 5.6. График определения граничного значения ΔJγ;</p> <p>Рисунок 5.7-5.8. График Кп = f(ΔJγ) для коллекторов Двуреченского месторождения;</p> <p>Рис. 5.9. Зависимость объемной глинистости (Кгл) от относительной амплитуды ГК (ΔJγ);</p> <p>Рис. 5.10. Зависимость кривой фракционного потока (ФП) от водонасыщенности;</p> <p>Рис. 5.11-5.12. Зависимость Кв от Кп для определения типа насыщения коллекторов по данным порометрических исследований по определению Кво пластов Ю₁¹⁺², Ю₁^М, Ю₁³;</p> <p>Рис. 5.13-5.15. График Рп = f(Кп) для пластов Ю₁¹⁺² и Ю₁^М, Ю₁³ (пачка А, Б);</p> <p>Рис. 5.16-5.17. График Рн=f(Кв) для коллекторов пластов Ю₁¹⁺², Ю₁^М, Ю₁³;</p> <p>Рис. 6.1. Система бурения многоствольных скважин;</p> <p>Рис. 6.2. Наземный регистрирующий комплекс для автономных приборов «Каскад-А»;</p> <p>Рис. 6.3. Варианты сборки автономных приборов «Каскад-А»;</p> <p>Рис. 6.4. Прибор электрического каротажного зондирования автономный 2БКЗ/5-А (пример записи);</p> <p>Рис. 6.5. Прибор индукционного каротажа автономный 5ИК-А (пример записи);</p> <p>Рис. 6.6. Прибор индукционного каротажа автономный АПРК-СГК (пример записи);</p> <p>Рис. 6.7. Прибор индукционного каротажа автономный АКГ (пример записи);</p> <p>Рис. 6.8. Профилемер акустический автономный АСПГ (пример записи);</p> <p>Рис. 6.9. Вариационные кривые распределения измеряемых параметров ω, σ, Δt;</p> <p>Рис. 6.10. Сопоставление статистических распределений ω, σ, Δt по вертикальным и горизонтальным скважинам;</p> <p>Рис. 7.1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»;</p> <p>Рис. 8.1. Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003;</p> <p>Рис. 8.2. Климатический график.</p> <p>Приложение №1. Сводный геолого-геофизический разрез района работ</p>
--	---

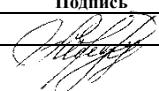
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лукин А. А.	К.Г.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Мохирева Анжелика Сергеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Мохиревой Анжелике Сергеевне

Школа		Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,8; - премиальный коэффициент – 0,8%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды – 30 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Формирование плана и графика разработки проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
Планирование и формирование бюджета проекта	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины» 2. Себестоимость работ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		24.04.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Мохирева Анжелика Сергеевна		14.04.20

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Мохириной Анжелике Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Геофизические исследования скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Двуреченском месторождении углеводородов (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования является проектная скважина, расположенная в северо-восточной части месторождения. Разработан комплекс ГИС для выделения пород-коллекторов и изучения их фильтрационно-емкостных свойств.</p> <p>Геофизические работы в скважинах будут выполняться в весенне-летний период (апрель – июль).</p> <p>Весь комплекс работ будет состоять из последовательных этапов: 1) подготовительные и заключительные работы на базе экспедиции; 2) подготовительные и заключительные работы на скважине; 3) геофизические исследования (в открытом стволе); 4) спуско-подъемные операции; 5) переезды на скважину и обратно.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, регламентируются Трудовым Кодексом РФ.</p> <p>Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности.</p> <p>Оснащение рабочего места должно обеспечивать безопасные условия труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.</p>
2. Производственная безопасность:	<p>При проведении геофизических исследований на скважине к <i>вредным факторам</i>, значительно влияющим на безопасность и производительность труда, можно отнести:</p> <p style="text-align: center;">Полевой этап:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе. 2. Шумы и вибрация. <p style="text-align: center;">Камеральный этап:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.

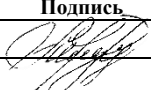
	<p>2. Превышение уровней электромагнитных и ионизирующих излучений.</p> <p>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>К опасным факторам, возникающим при исследовании скважины, относят:</p> <p style="text-align: center;">Полевой этап:</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</p> <p>2. Электрический ток.</p> <p>3. Пожароопасность.</p> <p style="text-align: center;">Камеральный этап:</p> <p>1. Электрический ток</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Проведение геофизических работ на скважине сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение атмосферного воздуха; – нарушение почвенного и растительного покровов, уплотнение грунтов; – загрязнение водоемов; – изменение среды обитания растений и животных; – шумовое загрязнение территории. <p>Проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> – сохранение почвенно-растительного слоя и травяного покрова; – охрана водной среды (поверхностных водотоков, грунтовых вод); – охрана воздушной среды; охрана животного мира и обращение с отходами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Пожар является самой частой и опасной ЧС; рассмотрены методы предотвращения и тушения.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев М.В.			13.05.20

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Мохирева Анжелика Сергеевна		01.05.20

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 37 рис., 32 табл., 44 источника, 1 прил.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Томская область, Каргасокский район, Двуреченское нефтяное месторождение, геологическое строение залежи, коллекторские свойства пласта, начальные геологические запасы нефти, геофизические исследования скважин, подсчётные параметры, категория запасов.

Объектом исследования является разведочная скважина №1 П. Район работ - Двуреченское месторождение, в административном отношении расположенное на территории Каргасокского района Томской области. Нефтеносность Двуреченского месторождения связана с отложениями пластов Ю_{1¹⁺²}, Ю_{1^М}, Ю_{1³} горизонта Ю васюганской свиты верхней юры. В качестве сейсмоосновы использована структурная карта по отражающему горизонту П^а.

Цель работы: применить комплекс геофизических методов на проектной скважине для выделения пород-коллекторов на Двуреченском месторождении и изучения их фильтрационно-емкостных свойств.

В процессе исследования проводились: качественный и количественный анализ данных геофизических исследований скважин, анализ общей геолого-геофизической информации по району исследований, в результате - предложен комплекс ГИС, отвечающий всему ряду поставленных задач, выбран участок проведения геофизических работ, определена методика и техника геофизических работ.

Степень внедрения: алгоритм интерпретации и геофизический комплекс, рекомендуемые в настоящей работе, использованы в подсчете запасов Двуреченского месторождения нефти.

Область применения: проектируемый комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях нефти с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы: в работе рассмотрено геологическое строение верхнеюрских отложений для выявления рентабельность проектных работ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- а.о. – абсолютная отметка;
- АК – акустический каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВЗ – водонасыщенная зона;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГОСТ – Государственный отраслевой Стандарт;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГФМ – геолого-геофизическая модель;
- ДТ – кривая акустического каротажа;
- ЗБС – забуривание боковых стволов;
- ЗМС – зона малых скоростей;
- ИК – индукционный каротаж;
- г.п., к.п., л.п. – группы поднятий, куполовидное поднятие, локальное поднятие;
- КВ – кавернометрия;
- Кв – коэффициент водонасыщенности;
- Кгл – коэффициент глинистости;
- КИН – коэффициент извлечения нефти (нефтеотдачи);
- Ккор – коэффициент корреляции;
- Кн – коэффициент нефтенасыщенности;
- Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;
- Кп – коэффициент пористости;
- Кп.гр – граничное значение коэффициента пористости;
- Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности;
- Кв_крит., Кв_кр. – критическое значение водонасыщенности;
- Кпр – коэффициент проницаемости;

КС – кажущееся сопротивление;

МБК – микробоковой каротаж;

МБК – микробоковой каротаж;

МКЗ – микрокаротажное зондирование;

МОВ – метод отраженный вол;

МОГТ – метод отраженной глубинной точки;

НВЗ – нефтеводяная зона;

НЗ – нефтяная зона;

НГК – нейтронный гамма каротаж;

НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

УПСВ – установка предварительного сброса нефти;

ОГТ – общая глубинная точка;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

Рп – относительное сопротивление – параметр пористости;

Рн – параметр насыщения;

с/п – сейсмопартия;

скв. – скважина;

СК – сейсмокаротаж;

УВ – углеводороды;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФП - фракционный поток;

ЦППН – центральный пункт перекачки нефти;

$\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление;

$\rho_{п}^{кр}$ – критическое сопротивление пласта;

$\rho_{зп}$ – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;

$\rho_{с}$ – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;

$\rho_{вп}$ – удельное сопротивление водоносного пласта;

$\rho_{в}$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

СОДЕРЖАНИЕ

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ.....	27
ЗАДАНИЕ	28
РЕФЕРАТ	33
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	34
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
1.1. Географо-экономический очерк.....	13
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	19
2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	19
2.2. Тектоника	26
2.3. Нефтегазоносность	30
2.4. Петрофизическая характеристика разреза	32
2.5. Сейсмогеологическая характеристика	35
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	38
4. ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	44
4.1. Задачи геофизических исследований	44
4.2. Обоснование объекта исследований.....	44
4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	53
5.1. Методика и техника проектных геофизических работ.....	53
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	55
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ	71
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	88
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ №1	130

ВВЕДЕНИЕ

В дипломном проекте проанализирована информация по Двуреченскому месторождению: изложено геологическое строение, коллекторские свойства продуктивных пластов; по диаграмме разреза скважины проведено литологическое расчленение, выделены коллектора и определены их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения.

Нефтеносными объектами на Двуреченском месторождении является верхнеюрский горизонт Ю₁, приуроченный к верхней части васюганской свиты.

Двуреченское нефтяное месторождение приурочено к трем локальным поднятиям: Междуреченскому, Лесмуровскому и Западно-Моисеевскому. По результатам геологоразведочных работ в 2002 г. перечисленные месторождения были объединены в единое Двуреченское нефтяное месторождение.

Показатели пористости на месторождении имеют средние значения – около 15-18% и оцениваются как низкие; проницаемость коллекторов варьируется в интервале от 0,01 до 0,6 мкм². Нефть на данном месторождении легкая, плотность в пластовых условиях составляет 772,8 кг/м³, маловязкая нефть отмечается в поверхностных условиях и составляет 853 кг/м³. Накопленная добыча с начала разработки в 2018 г. составила около 24 млн. т.

В процессе написания дипломного проекта были поставлены и проанализированы следующие задачи:

1. Определить наиболее перспективные участки и стратиграфические интервалы на месторождении.
2. Провести анализ ФЕС пород-коллекторов.
3. Оценить качество выполненного комплекса ГИС.
4. Предложить оптимальный комплекс геофизических исследований скважин на стадии разработки.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Опираясь на предоставленную информацию видно, что Двуреченское месторождения изучено хорошо. В процессе систематизации информации были выполнены следующие задачи:

- Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
- Выделение коллекторов и определение эффективных толщ;
- Определение коэффициентов пористости, проницаемости, глинистости;
- Определение характера насыщенности коллекторов.

Для анализа геофизической информации был выбран разрез скважины 11Р (поисково-оценочная), представленный на рисунке 3.1. На разрезе отмечены пласты Ю₁¹⁺², Ю₁^М, Ю₁³ для анализа, а также представлен достаточный комплекс методов для литологического расчленения.

Среднее значение пластовой температуры на Двуреченском месторождении для пластов горизонта Ю₁ составляет 89°С.

Рассматриваемые пласты исследовались геофизическими методами за один спуско-подъем.

Диаметр долота при вскрытии продуктивных отложений сважины составляет 0,190 м. В качестве промывочной жидкости использовался глинистый раствор плотностью 1,13 г/см³, УЭС 0,9 Ом·м.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов в скважине, рассматриваемой нами проводилось при помощи методов: стандартный каротаж (ПС+КС), ГК, ИК, МПЗ, МГЗ, АК (ДТ), МБК, БК.

По методу МКЗ коллектора выделяются там, где наблюдается положительное приращение КС (превышение значения КС, измеренного МПЗ, над значением КС, измеренного МГЗ).

По диаграммам ИК более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов с низким сопротивлением. Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления. По этой причине, в области низкого УЭС кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений – сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференсация кривой ИК против пород, имеющих низкое сопротивление, и происходит сглаживание её против пород с высоким удельным сопротивлением.

С использованием ГК решалась технологическая задача – увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе. Пласты-коллекторы отмечаются понижением кривой ГК, так как песчаники менее радиоактивны чем глины.

Имеющийся комплекс ГИС достаточен для решения качественных задач и интерпретации: литологического расчленения, выделения коллекторов, оценки характера насыщения, а также количественных задач – определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Опираясь на показания каротажной диаграммы скважины 11Р можно выделить следующие литологические разности (уточнение границ и состава было проанализировано в 2018 г.): битуминозный аргиллит и аргиллит, песчаник, уголь.

Литологическое расчленение разреза производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и количественных признаков. Глинистые породы по ГИС характеризуются максимальными показаниями потенциалов собственной поляризации (ПС), естественной радиоактивности (ГК), номинальным или увеличенным диаметром скважин. Плотные породы выделяются по максимальным значениям удельного электрического сопротивления (УЭС), минимальным показаниям ГК. Угли характеризуются минимальными показаниями ГК и высокими значениями УЭС.

Выделение коллекторов (песчаников) проводилось по прямым качественным и количественным критериям. Прямые качественные признаки основаны на наличии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт и формировании зон проникновения (сужение диаметра скважин вследствие образования глинистой корки, наличие положительных приращений на кривых МКЗ, радиальный градиент сопротивлений, измеренных зондами с различной глубиной исследований).

Верхний отдел юрской системы представлен тремя свитами – васюганской, георгиевской и баженовской.

Репером исследованных отложений является баженовская свита, залегающая в интервале глубин 2654 – 2666 м. В разрезах месторождений Западной Сибири баженовская свита является региональным флюидоупором. Как правило, отложения свиты отмечаются повышенными значениями УЭС пород (высокоомные битуминозные аргиллиты), установленные по данным электрометрии, а также сильная изрезанность диаграмм МПЗ и МГЗ; высокими значениями сопротивления по данным БК и МБК; аномально высокими показаниями естественной радиоактивности, вследствие высокого содержанием урана, низкими значениями электропроводности (показания ИК), высокими показаниями ГЗ₃. Высокие сопротивления битуминозных аргиллитов обусловлены их гидрофобностью, а высокая радиоактивность – содержанием органического вещества.

Между васюганской и баженовской свитами в интервале 2666 – 2668 м залегает георгиевская свита, породы которой обладают хорошими изоляционными (для флюидов) свойствами. Георгиевская свита представлена аргиллитами, которые отмечаются высокими значениями ПС (90 мВ), средней электропроводностью по ИК (150 ± 10 мСим/м), что соответствует 5-6 Ом·м – пониженные значения УЭС по данным электрических методов, повышенной радиоактивностью по ГК (более 18 мкР/ч).

Под баженовской свитой в интервале от 2668 до 2723 м залегают породы васюганской свиты. Отложения свиты, в отличие от баженовской и

георгиевской свит, характеризуются резкой изменчивостью геофизических параметров, т.к. в данной свите присутствуют породы-коллекторы, глинистые образования и угольные прослои. Уголь залегают в интервалах 2672,9-2673,5 м; 2678-2679 м. По показаниям ГИС уголь характеризуется очень низкими значениями радиоактивности ГК 5-6,8 мкР/ч; удельное электрическое сопротивление 100 Ом·м и более; интервальное время пробега ДТ варьируется в пределах 400 мкс/м, что может указывать на присутствие каверн.

Рассмотрим более подробно нефтенасыщенный и водонасыщенный пласты горизонта Ю₁.

Пласт Ю₁¹⁺² (надугольная толща) водонасыщенный по результатам испытаний ($Q_v = 83,7 \text{ м}^3 / \text{сут}$). Аргиллиты (2668-2671 м) характеризуются повышенными значениями ПС (60–75 мВ), средней электропроводностью по ИК (105–155 мСм/м), низким удельным электрическим сопротивлением по ПЗ (4 Ом·м), БК (10 Ом·м), высокой радиоактивностью по ГК (12-16 мкР/ч), на диаграмме акустического времени отмечается повышенное интервальное время пробега 250-400 мкс/м. Песчаник (2671-2671,9 м) имеет следующие показания: пониженные значения ПС и радиоактивности ГК (47 мВ и 12 мкР/ч соответственно), положительное приращение зондов МПЗ над МГЗ. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений УЭС (по ИК) 8-9 Ом·м и БК+МБК (18 Ом·м), т.к. они обладают высокой проводимостью ИК 105 мСм/м. На диаграмме акустического метода среднее значение интервального времени 250 мкс/м. По резкому скачку кривой (от 250 до 300 мкс/м) на диаграмме акустического каротажа установлена граница водоносного пласта. По данным акустического каротажа коэффициент пористости $K_{п} = 0,125$ д. ед. (по данным керна $K_{п} = 0,130$ д. ед). Коэффициент проницаемости породы составляет $K_{пр} = 1,0$ мД, что равняется 10^{-3} мкм². Если обратиться к классификации Ханина (табл. 2.1), то данный тип коллектора относится к 5 классу.

Пласт Ю₁^М – межугольная толща, по литологической разности представлен аргиллитами (2673,5-2674,8 м, 2675,9-2678 м) и

нефтенасыщенным песчаником (2674,8-2675,9 м). Здесь положительная аномалия ПС аргиллитов достигает 54-66 мВ, аномально высокие значения радиоактивности 11-13 мкР/ч, показания метода БК достигают значений до 10-15 Ом·м, значения удельной электропроводности составляют порядка 90 мСм/м. Более отчётливая отрицательная аномалия ПС (23 мВ) напротив этих песчаников, по сравнению с вышележащим коллектором. Естественная радиоактивность не превышает показания 8,5 мкР/ч., сопротивления по БК до 20-30 Ом·м, по ИК до 100 мСм, по микрозондам наблюдается расхождение между МГЗ и МПЗ.

Основной продуктивный пласт Ю₁³ (подугольная толща) находится в интервале 2679-2693,2 м. Результаты испытаний нефтенасыщенного пласта Q_н = 10,03 м³/сут. Коллектора пласта относятся ко 2 типу. Пласт состоит из многочисленных пропластков песчаников и аргиллитов, толщина которых колеблется в диапазоне 0,5-6,6 м. Аномалия ПС (0 – 45 мВ) напротив нефтенасыщенных песчаников более глубокая, чем в песчаниках других пластов, верхняя часть пласта имеет самую отрицательную амплитуду. Естественная радиоактивность не превышает 12,4 мР/ч, ИК в пласте имеет значения сопротивления 90-115 мСм/м. По БК данные сопротивления от кровли (25 Ом·м) к подошве снижаются до 15 Ом·м. Изменение амплитуды БК связано с изменением величины нефтенасыщенности. По микрозондам наблюдается положительное приращение, разница между МПЗ и МГЗ большая, что указывает на нефтенасыщенность породы (против водонасыщенных пород разница показаний меньше). Микрокаротаж позволяет чётко определить границу нефтенасыщенного пласта (по резкому скачку диаграммы). УЭС зоны проникновения составляет 28,8 Ом·м. Наблюдается уменьшение амплитуды БК и повышение значений ПС и ГК с глубиной, что в свою очередь связано с увеличением глинистости пород в пласте. Метод ПС в целом подтверждает наличие и границы, выделяемых по МКЗ коллекторов.

4. ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

Чтобы оценить перспективы месторождения, необходимо решить следующие геологические задачи с использованием методов геофизических исследований:

- литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- определение ФЕС продуктивных пластов;
- оценка характера насыщения коллекторов и определение местоположения ВНК.

4.2. Обоснование объекта исследований

При разведочных работах в Западной Сибири объектами исследования считаются локальные поднятия и литологические ловушки.

На общем фоне закономерного снижения ВНК с юга на север от -2602 м (а.о) до - 2620 м (а.о), в северной его части ВНК меняется в пределах -2566-2581 м (а.о). (Рис. 4.1). Предпосылкой высокого положения ВНК является распространение в этой части месторождения коллекторов с пониженными ФЕС, у которых проницаемость уменьшается практически два порядка по сравнению с коллекторами основной доли месторождения. Это можно обосновать фациальными условиями формирования пласта Ю₁³ – отсутствие высокопроницаемой пачки «А», которая приурочена к верхней части разреза. Ухудшение коллекторских свойств стало одним из ключевых причин падения скорости миграции УВ сверху вниз и более медленного заполнения порового пространства, в связи с чем обосновывается более высокого положения ВНК [4].

В продуктивном пласте Ю₁³ отмечается понижение значений ПС в сторону южного блока, это подтверждается схемой корреляции горизонта Ю₁ васюганской свиты (Рис. 4.2), что говорит о хороших коллекторах.

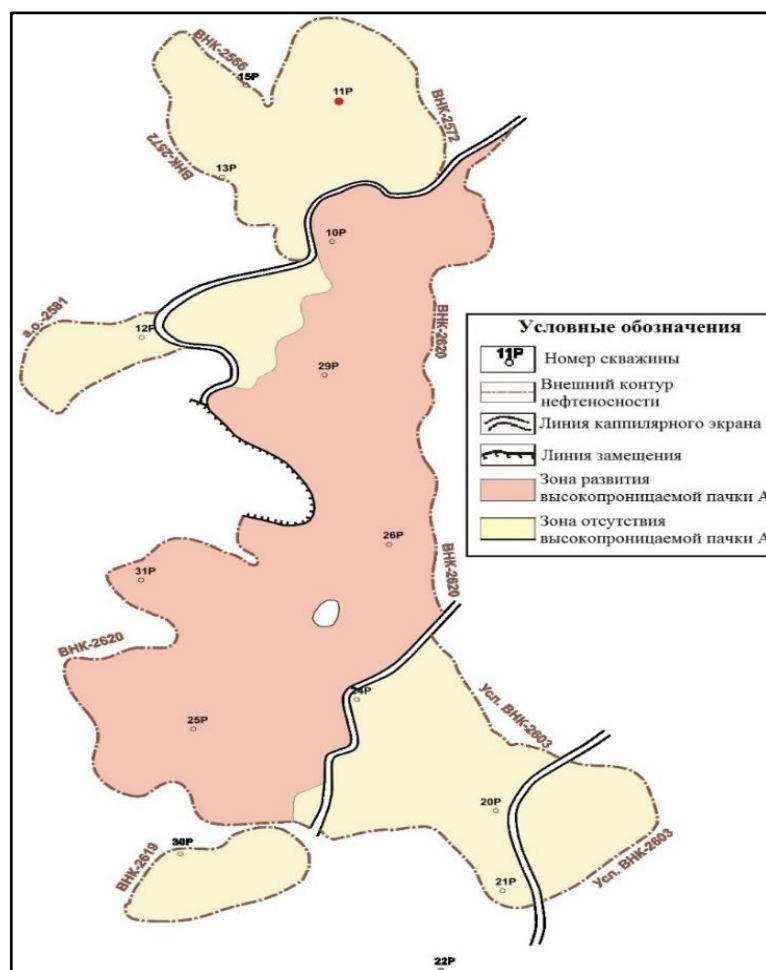


Рисунок 4.1 – Схема распространения коллекторов пласта Ю₁³ Двуреченского месторождения [4]

Центрально-Двуреченское локальное поднятие (район №11П) оконтуривается изогипсой -2560 м и имеет амплитуду около 35 м; относится к локальным поднятиям IV порядка.

Участок проектируемых работ был выбран на северо-востоке от ранее изведанной скважины №11П в качестве доразведки по следующим критериям:

- скважина находится в пределах оконтуренной продуктивной залежи углеводородов, связанной с продуктивными пластами;
- геологический разрез скважины схож с разрезом скважины №11П.

Бурение скважины проектируется глубиной 2780 м с забоем в тюменских отложениях (Рис.4.3). Целью доразведки является уточнение исходных данных, направленное на повышение коэффициентов нефтеотдачи.

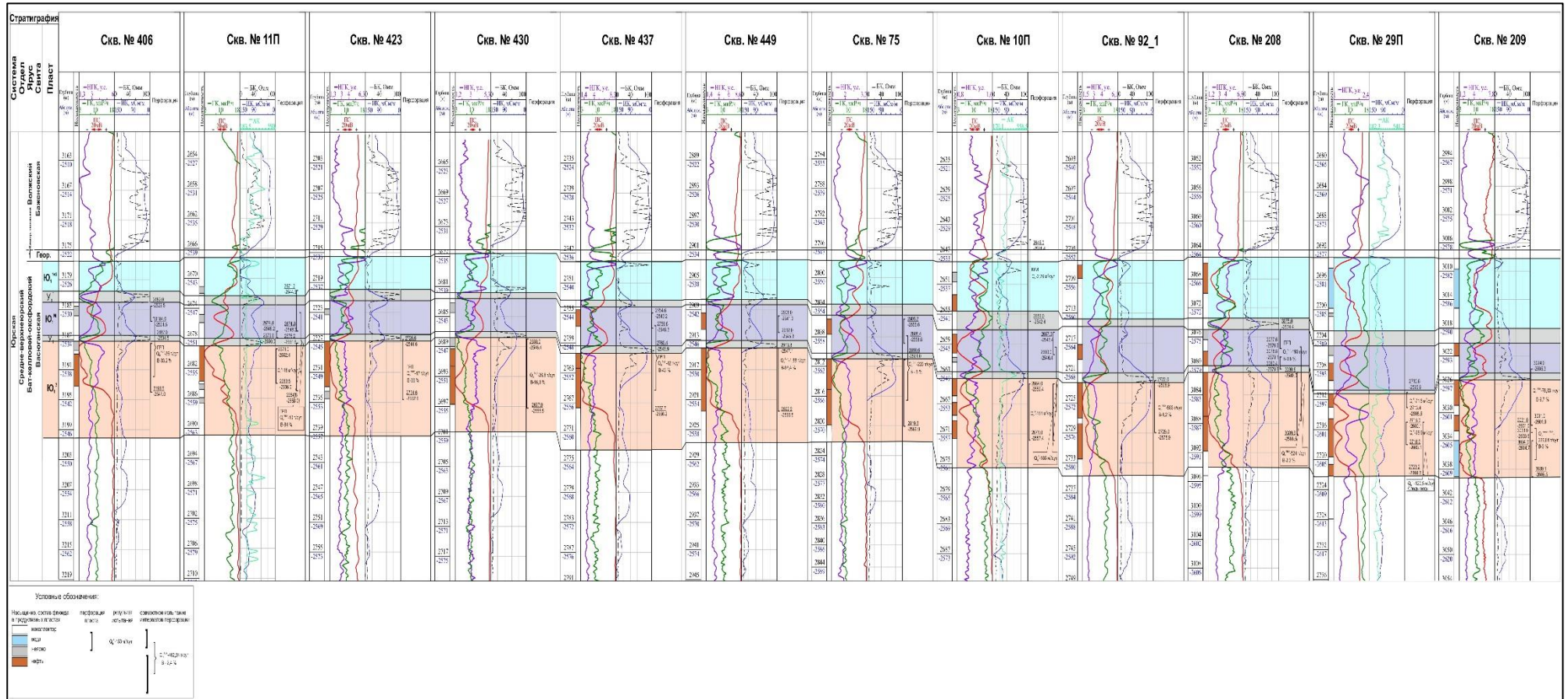


Рисунок 4.2 – Схема корреляции по линии I-I Двуреченского месторождения (северный блок)

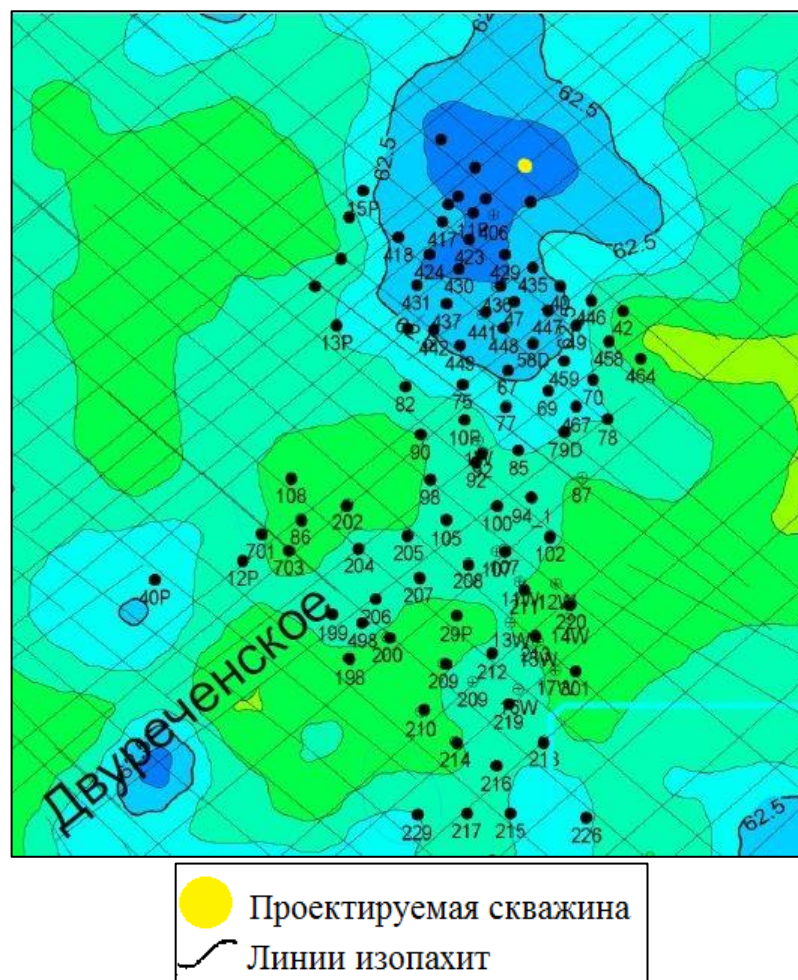


Рисунок 4.3 – Схематичное расположение проектной скважины

4.3. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для обоснованного проектирования геофизических работ и выбора комплекса методов вводится понятие «физико-геологическая модель» (ФГМ) объекта исследований (Рис.4.4).

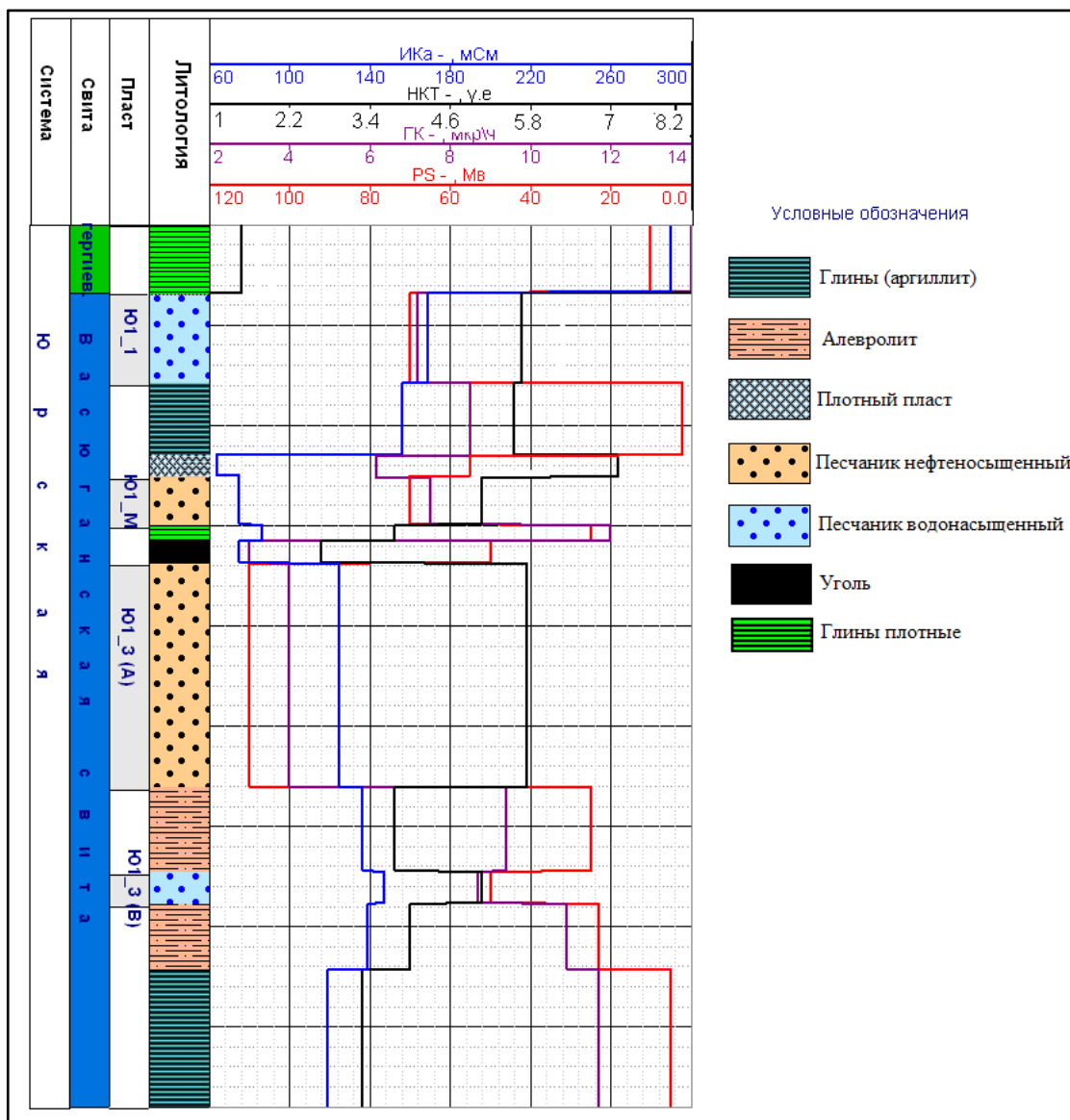


Рисунок 4.4 – Физико-геологическая модель разреза Двуреческого месторождения

Опираясь на вышеуказанные задачи, а также на основе ранее проведенного анализа, формируется необходимый комплекс ГИС.

Литонологическое расчленения разреза проводится при условии разности физических свойств пород, такие как удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, радиоактивность, акустические свойства и другие.

Необходимые методы ГИС для расчленения разреза на проектируемом участке работ следующие: электрометрия (ПС, КС, МБК, БК, БКЗ, ИК), радиометрии (ГК, НГК), акустический метод (АК) кавернометрия (КВ).

Для определения ФЕС коллектора применяются следующие методы ГИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Характер насыщения коллекторов и определение местоположения ВНК при наличии зоны проникновения определяются БКЗ, БК, ИК, НГК, МБК.

Признаками определения межзернового терригенного неглинистого коллектора является:

- сужения ствола скважины за счёт глинистой корки (кавернометрия d_c);
- отрицательная аномалия на диаграмме ПС (если сопротивление фильтрата больше сопротивления пластовой воды);
- положительного приращения диаграмме микрозондов (сопротивление МПЗ > сопротивление МГЗ);
- водонасыщенные породы обладают меньшими показаниями кажущегося сопротивления (КС), а нефте- и газонасыщенные высокими сопротивлениями;
- если при увеличении длины зонда (БКЗ), показания сопротивлений увеличивается, следовательно, коллектор - нефтенасыщенный, в противном случае водонасыщенный;
- минимальные показания на диаграмме ГК;
- средние показания на диаграмме НГК. Исключение составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах;
- увеличение интервального времени на диаграмме акустического каротажа (АК).

Таким образом, необходимый комплекс ГИС для исследования нашей проектируемой скважины в зоне продуктивных пластов в масштабе глубин 1:200 представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сводная таблица по проведению комплекса ГИС

Метод	Измеряемый параметр	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		Применение (качественное)	Применение (количественное)	Показания	
			На глубине, м	В интервале, м кровля подошва				
Каротаж кондуктора в открытом стволе								
Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС		1:500	680	0	680			
Кавернометрия	Изменение диаметра скважины с глубиной	1:500	680	0	680			
Инклинометрия	- Зенитный угол - Магнитный азимут	через 20 м	680	0	680	Пространственное положение ствола скважин в необсаженном стволе, колонне		
Каротаж в открытом стволе								
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	Естественные электрические поля на границе песчаник-глина	1:200	2780	680	2780	- Определение проницаемых пластов - Корреляция	- Сопротивление пластовой воды - Определение толщины пласта	Отклонение вправо – непроницаемые породы, влево – проницаемые
Гамма каротаж (ГК)	Естественное гамма-излучение пород	1:200	2780	680	2780	- Корреляция - Выделение глинистых пластов - Определение глинистости - Определение радиоактивных минералов	- Привязка по глубине - Определение коэффициента глинистости	Отклонение кривой Вправо – увеличение глинистости, влево – уменьшение глинистости

Продолжение таблицы 4.1

Нейтронный каротаж (НГК)	Плотность нейтронов и вызванного гамма-излучения	1:200	2780	680	2780	- Корреляция - Литология - Коллекторы - Насыщение - Отбивка флюидоконтактов	- Определение коэффициента пористости	Отклонение вправо – низкое Водородосодержание (плотные породы), влево – высокое водородосодержание (глины)
Акустический каротаж (АК)	Скорость, время, амплитуда при Распространении акустических волн в пласте	1:200	2780	680	2780	- Литология - Корреляция - Коллекторы - Выделение трещиноватых зон	- Определение коэффициента пористости - Сейсмическая скорость	Интервальное время: отклонение вправо – глины и пористые породы, влево – плотные породы
Каротаж сопротивления(КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ)	Сопротивление	1:200	2780	680	2780	- Корреляция - Литология	-Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Боковой каротаж (БК)	Истинное сопротивление пласта при минерализованном буровом растворе	1:200	2780	680	2780	-Корреляция -Литология	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Индукционный каротаж (ИК)	Истинное сопротивление при пресном растворе и в сухих скважинах	1:200	2780	680	2780	- Корреляция - Литология	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – глины и водоносные коллекторы, влево – плотные породы и нефтегазонасыщенные

Продолжение таблицы 4.1

Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	Сопротивление и наличие глинистой корки	1:200	2780	680	2780	- Выделение коллекторов - Выделение тонких пластов	- Водонасыщенность	Коллектор, если показания микропотенциал зонда больше показаний микроградиент зондов
Микробокковой каротаж (МБК)	Сопротивление	1:200	2780	680	2780	Выделение тонких пластов	- Водонасыщенность	Отклонение вправо – плотные породы и нефтегазонасыщенные, влево – глины и водоносные коллекторы
Кавернометрия (КВ)	Изменение диаметра скважины с глубиной	1:200	2780	680	2780	- Литология - Коллектор		Увеличение диаметра – при пересечении скважиной глин, глинистых пород; уменьшение (в результате образования глинистой корки) – напротив проницаемых песчаников; номинальный диаметр – напротив плотных песчаников, известняков, доломитов
Инклинометрия	- Зенитный угол - Магнитный азимут	через 20 м	2780	680	2780	Пространственное положение ствола скважин в необсаженном стволе, колонне		

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

Решение геологических и технических задач невозможно без современной геофизической аппаратуры, глубоких знаний методики и техники работ, автоматической обработки и интерпретации получаемых материалов. Под методикой и техникой геофизических исследований скважин подразумевают совокупность рациональных методов, способов и приёмов, обеспечивающих наиболее успешное решение геологических и технических задач в конкретных геолого-геофизических условиях при помощи имеющейся аппаратуры. Применение комплекса геофизических методов повышает эффективность разведочных работ, расширяет производственные возможности каждого метода.

5.1. Методика и техника проектных геофизических работ

Запроектированный комплекс ГИС выполняется с требованиями РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [27] необходимый для геологической разведки, добычи углеводородов, сооружения и эксплуатации скважин. Общепринятая схема проведения исследований представлена на рисунке 5.1.

Система метрологического обеспечения ГИС представляет собой комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, требуемую точность результатов измерений и достоверность. Повышение эффективности геолого-геофизических работ путем увеличения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах, является основной целью метрологического обеспечения ГИС.

НА БАЗЕ			
Настройка и эталонирование аппаратуры в сертифицированном контрольно-ремонтном органе с отметкой в техническом паспорте (периодическая, а как же после каждого ремонта)			
НА СКВАЖИНЕ			
Проверка калибровок приборов	Установка масштабов	Геофизические измерения и запись	Предварительная оценка качества материалов
ПЕРЕДАЧА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В КИП			

Рисунок 5.1 – Схема проведения работ

Регистрация исследований проводится с помощью геофизической каротажной станции семейства КЕДР-02. Станция обеспечивает приём, обработку информационных сигналов, поступающих от скважинной аппаратуры. Для спуско-подъемных операций скважинных приборов нами будет использован каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля.

Для комплекса работ (таблица 4.1) используется аппаратура серийного производства.

Комплексный прибор электрического каротажа К1А-723 обеспечивает измерение за один проход по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ (подошвенные градиент-зонды А8,0М1.0N, А4.0М0.5N, А2.0М0.5N, А1.0М0.1N, А0.4М0.1N; кровельный градиент-зонд N0.5М2.0А; кровельный потенциал-зонд N11М0.5А), зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК (ЗИ1) и ПС. Скорость записи каротажа – 3000 м/час. Масштаб записи кривых ПС – 12.5 мВ/см, БКЗ – 2.5 Ом·м/см, ИК – 20 мСм/см. Масштаб регистрации кривых БК логарифмический.

Микробоковой каротаж МБК и микрокаротажное зондирование (МПЗ и МГЗ) будут выполнены аппаратурой Э-2. Запись проводится микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М. Масштаб записи кривых – 2,5 Ом·м/см, скорость регистрации 1000 м/час.

Радиометрические исследования включают гамма каротаж (ГК) и нейтронный гамма каротаж (НГК) будут проводиться аппаратурой РК-М с

записью кривой водородосодержания в интервалах БКЗ. Масштабы регистрации кривых ГК – 0,5 мкР/час/см, для НК – 0,2 усл. ед./см. Скорость регистрации кривых 400 м/час.

Для регистрации акустического каротажа (АК) в открытом стволе будет использоваться аппаратура СПАК-6 (формула зонда И₂0.4И₁1.2П). Скорость регистрации не более 1200 м/час. Масштабы регистрации кривых t_1 и t_2 – 50 мкс/см, dt – 20 мкс/м/см.

Для изучения угла наклона и азимута скважины применим инклинометр КИТ-4. Определения пространственного положения ствола скважины в точках через 20 м.

Кавернометрия проводится по всему стволу скважины. Расчёт количества цемента, необходимого при цементации затрубного пространства скважины, определение глинистой корки при выделении коллекторов и диаметра скважины при интерпретации геофизических материалов осуществим с помощью аппаратуры СКП-1. Скорость регистрации кривых – 1500 м/час [8].

5.2. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация геофизических данных имеет важное практическое значение для поиска и последующей разведки месторождений полезных ископаемых. Комплексная интерпретация включает в себя совместную обработку различных методов каротажа в результате чего решаются следующие задачи:

- Литолого-стратиграфическое изучение разреза;
- Выделение интервалов коллектора;
- Определение геоэлектрических свойств пластов (УЭСп и УЭСзп);
- Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Кп по ПС, ГК; Кгл), характера насыщения (нефть, газ).

В результате даётся заключение по скважине указанием интервалов перфорации.

5.2.1. Выделение коллекторов

Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности.

Разделения пластов на коллекторы и не коллекторы осуществлялось по прямым качественным признакам (по данным ГИС) и количественным критериям (см. п.5.2.2).

В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород, которые характеризуются увеличением диаметра скважины (КВ) по сравнению с номинальным, низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов (МПЗ и МГЗ) [9].

Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин; минимальная активность по кривой ГК, образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме, положительное превышение показаний МПЗ над МГЗ.

Количественными критериями выделения коллекторов являются граничные значения $\alpha_{ПС}$ и ΔJ_{γ} .

5.2.2. Определение пористости

Коэффициент пористости является одним из основных подсчетных параметров и определяется по данным керна и результатам интерпретации данных ГИС. От точности расчетов пористости зависит достоверность оценки запасов нефти.

Для пластов исследуемого участка оценка коэффициента пористости производилась по методам ПС и ГК.

Определение относительной амплитуды ПС (α ПС) и пористости.

Используя микрокаротаж против пластов с приращениями снимают граничные значения амплитуды ПС в разведочных скважинах.

Пределы коллектора по α ПС (Рис. 5.2) для пластов $Ю_1^{1+2}$, $Ю_1^M$ – 0,42 д. ед., для пласта $Ю_1^3$ – 0,53 д. ед. Так как значения близки, то к использованию принято обобщенное граничное значение 0,45 д. ед.

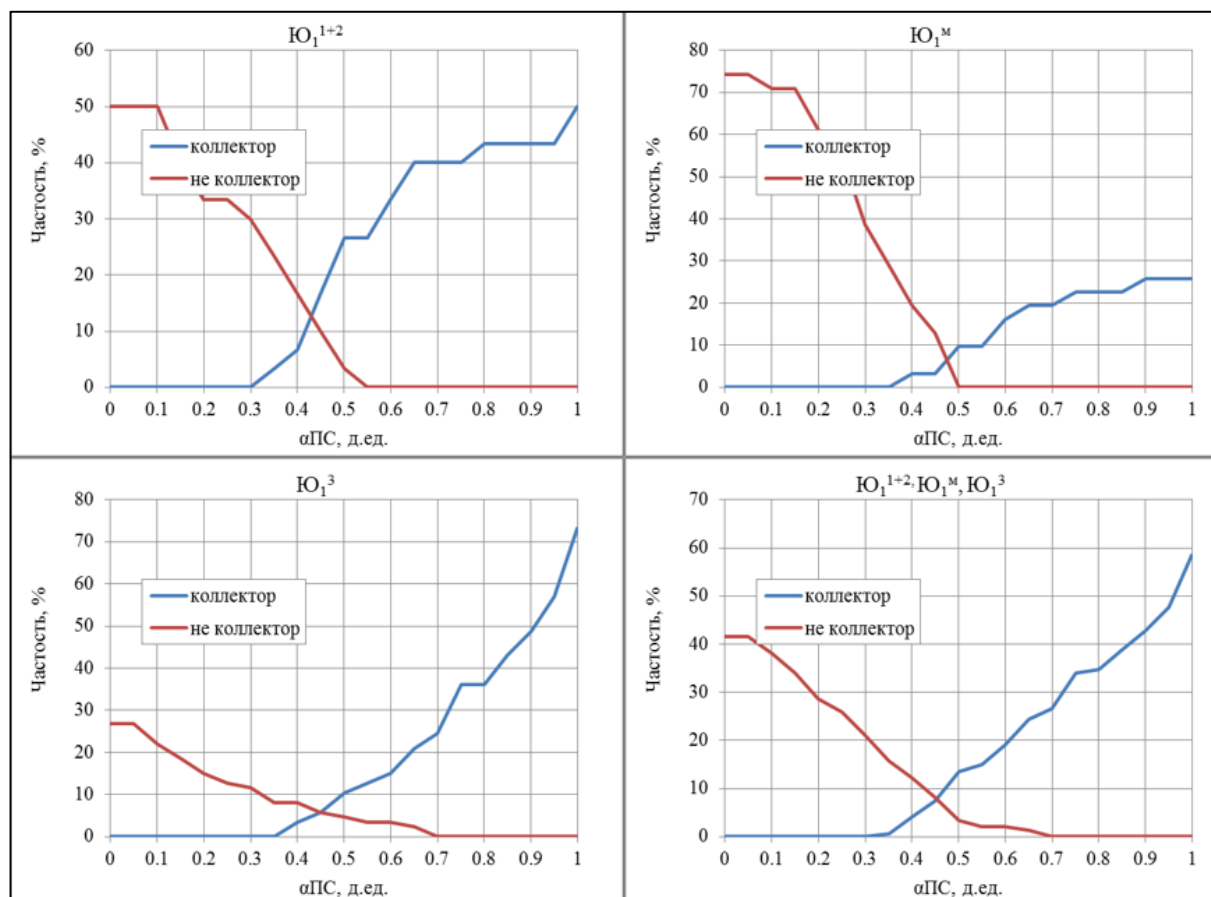


Рисунок 5.2 – Графики определения граничного значения α ПС

Расчет α ПС проводился по методике опорного пласта и с учетом удельного сопротивления пластовой воды и фильтрата промывочной жидкости. На изучаемом разрезе выделяется мощный однородный песчаный водоносный пласт в интервале мегнионской свиты с минимальной глинистостью и линия глин (на уровне максимальных показаний на кривой ПС). В случае, если амплитуда в интервале опорного пласта была меньше максимальной амплитуды в интервале горизонта $Ю_1$, в качестве опорного

принимался интервал горизонта Ю₁. При отсутствии в пласте Ю₁³ пачки «А» в амплитуду опорного пласта вводилась поправка +15 мВ.

Эта применяемая методика определения αПС имеет недостаток в виде непостоянства выбора опорного пласта. Поэтому в результате исследования был проведен пересчёт αПС.

Определение αПС проводится с использованием методики определения максимальной амплитуды расчётным способом.

Величина относительной амплитуды ПС определяется по формуле:

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПС}}}{E_{\text{ПС max}}} , \quad (5.1)$$

где U_{ПС} –наблюденная амплитуда ПС.

$$E_{\text{ПС max}} = A_{\text{ДА}} \cdot \text{Lg} \left(\frac{r_f}{r_w} \right) , \quad (5.2)$$

$$A_{\text{ДА}} = k \frac{t+273}{293} , \quad (5.3)$$

$$\text{Lg}(r_f) = \frac{1.66 - 2.7 \cdot \text{Lg}(100 \cdot r_s) + 2.251 \cdot (\text{Lg}(100 \cdot r_s))^2 - 0.424 \cdot (\text{Lg}(100 \cdot r_s))^3}{100} , \quad (5.4)$$

где E_{ПСmax} – максимальная рассчитываемая амплитуда ПС, A_{ДА} – диффузионно-адсорбционная активность горных пород, k – коэффициент, равный 69,6 для песчано-глинистого разреза, t – температура пласта в °С, r_f – удельное электрическое сопротивление фильтрата бурового раствора, r_s – удельное электрическое сопротивление бурового раствора. r_w – удельное электрическое сопротивление пластовой воды.

По относительной амплитуде ПС определение коэффициента пористости проводилось по эксплуатационным и разведочным скважинам:

– для пластов Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М:

$$K_{\text{п}} = 0,0849 + 0,105 \cdot \alpha_{\text{ПС}} (R^2 = 0,4217) \quad (5.5)$$

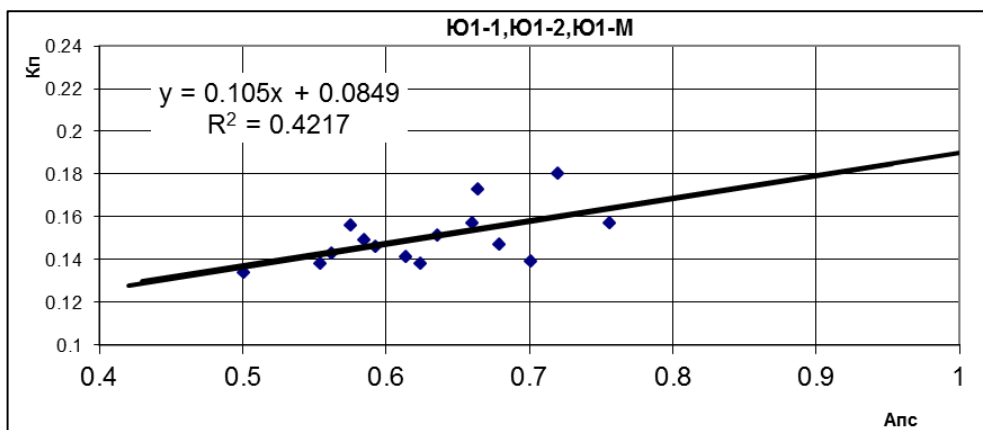


Рисунок 5.3 – Зависимости $K_{п} = f(\alpha_{ПС})$ для пластов Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М

– для пластов Ю₁³ (пачка А):

$$K_{п} = 0,0185 + 0,2035 \cdot \alpha_{ПС} \quad (R^2 = 0,7672) \quad (5.6)$$

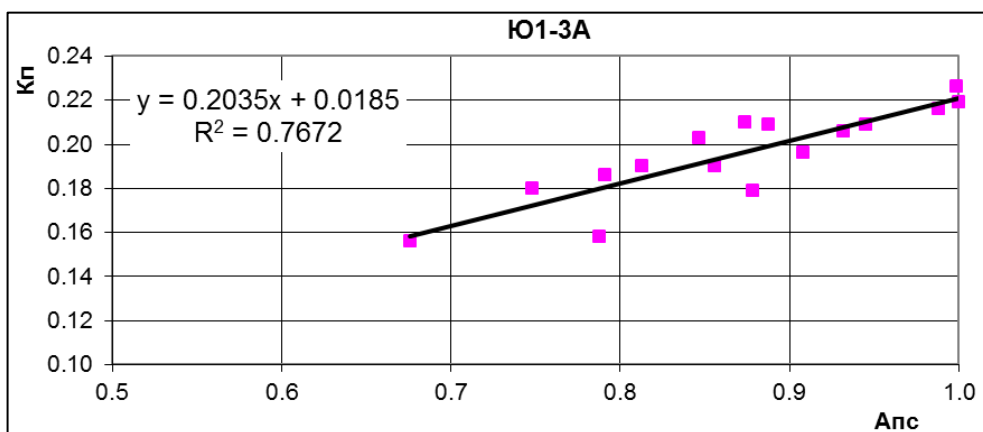


Рисунок 5.4 – Зависимости $K_{п} = f(\alpha_{ПС})$ для пластов Ю₁³ (пачка А)

– для пластов Ю₁³ (пачка Б):

$$K_{п} = 0,0685 + 0,108 \cdot \alpha_{ПС} \quad (R^2 = 0,6501) \quad (5.7)$$

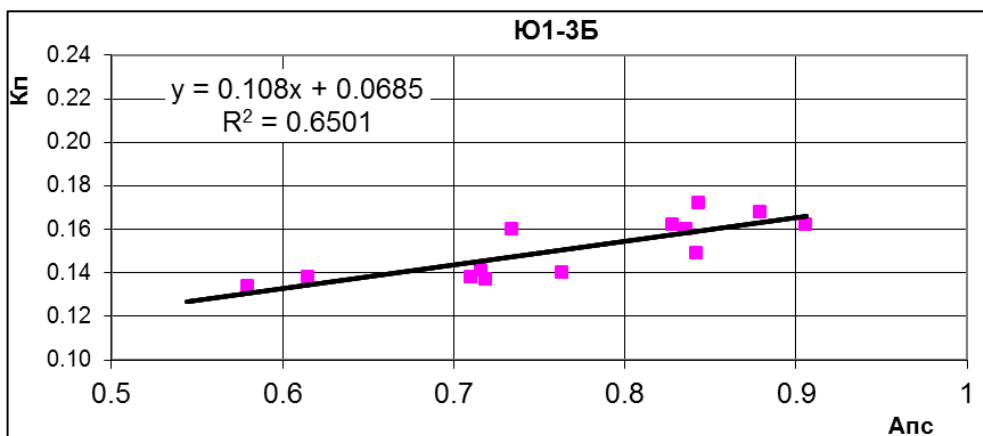


Рисунок 5.5 – Зависимости $K_{п} = f(\alpha_{ПС})$ для пластов Ю₁³ (пачка Б)

Несмотря на это при выделении коллекторов в скважинах с прямыми качественными признаками выявлено, что метод ПС в целом подтверждает наличие и границы, выделяемых по МКЗ и КВ коллекторов. По совокупности данных α ПС для выделения коллекторов не рекомендуется использовать в качестве основного количественного метода.

Определение двойного разностного параметра по ГК (ΔJ_γ) и пористости. В терригенных коллекторах пористость K_p определяют и по диаграммам ГК. Для этого используются относительные значения гамма-активности пластов-коллекторов – двойной разностный параметр ΔJ_γ . Параметр используется также для определения глинистости и рассчитывался по формуле:

$$\Delta J_\gamma = \frac{ГК - ГК_{\min}}{ГК_{\max} - ГК_{\min}}, \quad (5.8)$$

где $ГК_{\max}$ – показания кривой ГК в глинах; $ГК_{\min}$ – минимальные показания ГК в углистых прослоях между $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^3$.

Выбор данных опорных интервалов обеспечил достаточную сходимость пористости по ГК с пористостью по керну и другим методам ГИС.

Граничное значение по ΔJ_γ определено по кумулятивным кривым распределения ΔJ_γ в коллекторах и неколлекторах, выделенных по прямым качественным признакам. Так как граничные ΔJ_γ получились близкие по пластам, то определено обобщённое граничное значение 0,62 д. ед. (Рис. 5.6).

Для определения коэффициента пористости по данным метода ГК строился график сопоставления двойного разностного параметра ГК и K_p (Рис. 5.7).

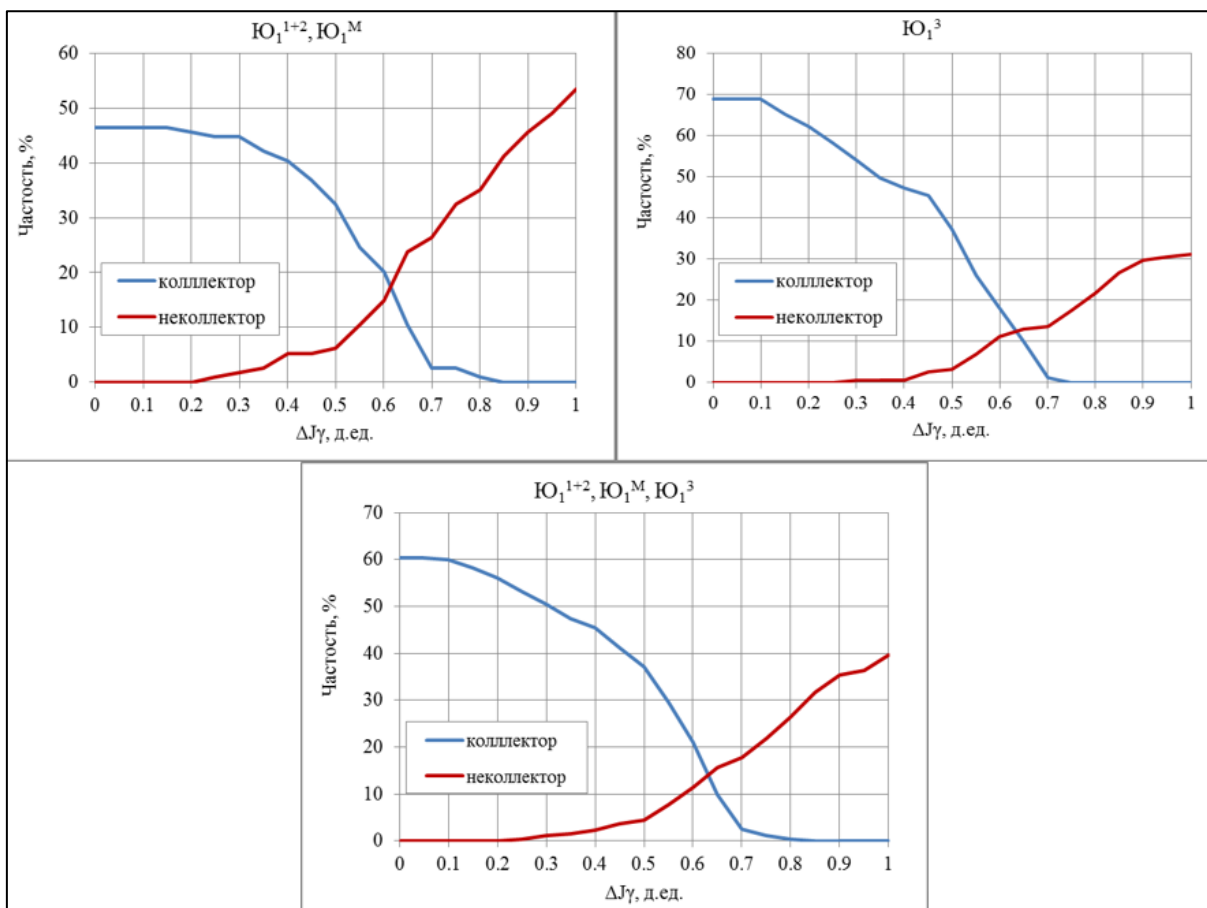


Рисунок 5.6 – График определения граничного значения $\Delta J\gamma$

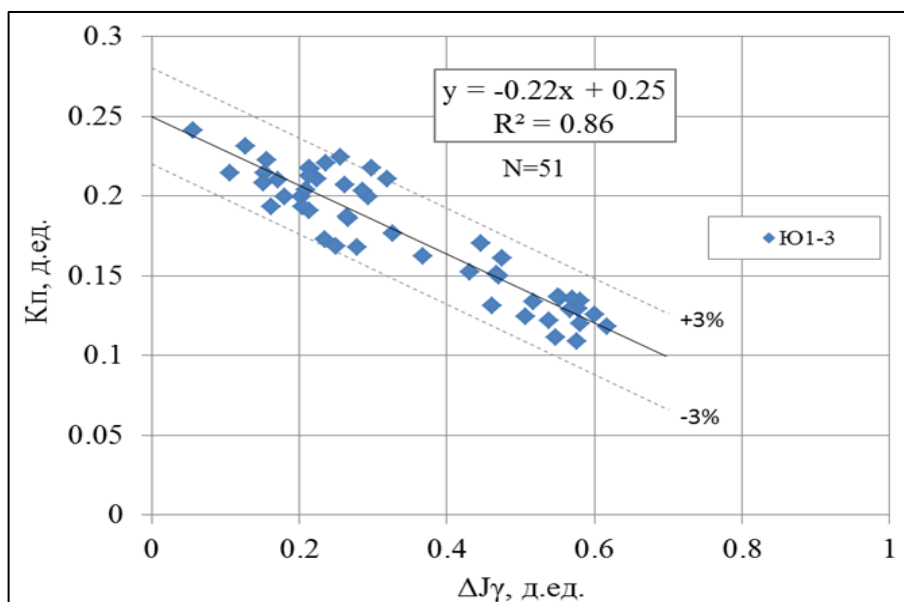


Рисунок 5.7 – График $K_p = f(\Delta J\gamma)$ для коллекторов Двуреченского месторождения

Зависимость $K_p = f(\Delta J\gamma)$ построена только для пласта Ю_1^3 , так как керн пласта Ю_1^{1+2} недостаточно для построения собственной зависимости, а

зависимость, полученная для Ю₁³ не подходит. Для Ю₁^М корреляционная связь отсутствует (Рис. 5.8).

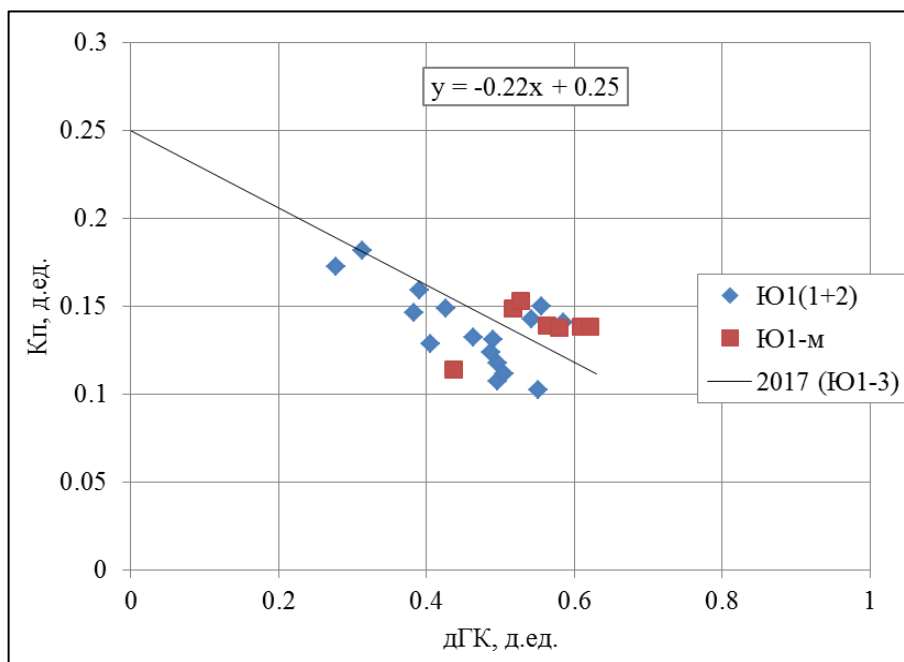


Рисунок 5.8 – График $K_p = f(\Delta J_\gamma)$ для коллекторов Двуреченского месторождения

Зависимость $K_p = f(\Delta J_\gamma)$ обеспечивает достоверность определения K_p в пределах абсолютной погрешности $\pm 3\%$.

5.2.3. Определение коэффициента глинистости

Пересчет массовой глинистости ($C_{гг}$) в объемную ($K_{гг}$) проведен по формуле:

$$K_{гг} = C_{гг} \cdot (1 - K_p), \quad (5.9)$$

где K_p и $C_{гг}$ – соответственно пористость и глинистость, определенные по керну.

Осредненные $K_{гг}$ и соответствующие им ΔJ_γ нанесены на график (Рис. 5.9). Из рисунка видно, что корреляционная связь между $K_{гг}$ и ΔJ_γ есть, но при этом при повышении ΔJ_γ $K_{гг}$ практически не увеличивается. Причиной неудовлетворительной связи между $K_{гг}$ и ΔJ_γ является недостаточное количество исследований гранулометрии: количество образцов с гранулометрией в большинстве случаев не превышает 1 на метр. Кроме этого

исследования гранулометрии проведены в интервалах как выдержанных по мощности песчаников и алевролитов, так и глин.

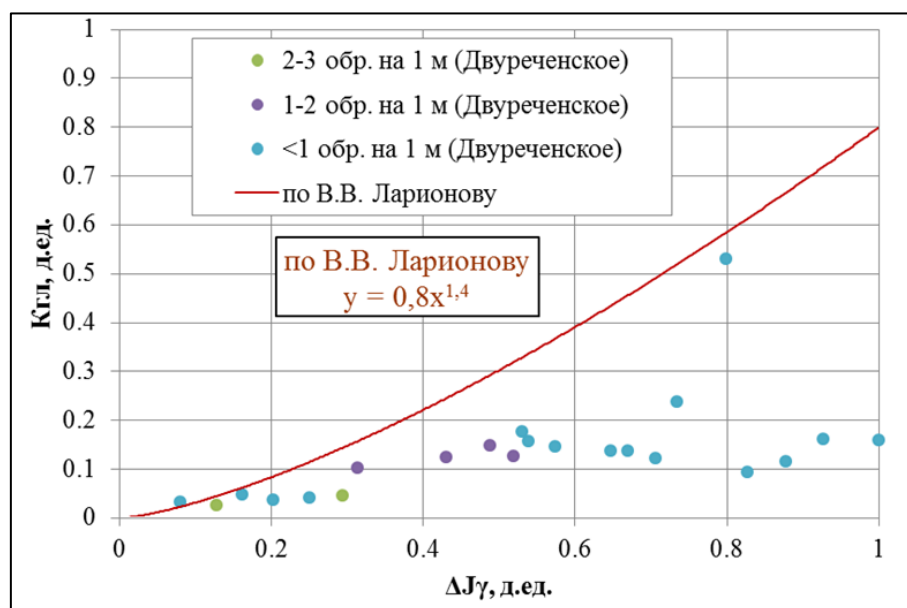


Рисунок 5.9 – Зависимость объемной глинистости (КГл) от относительной амплитуды ГК (ΔJγ)

При этом для проведения гранулометрического анализа глинистых пачек образцы были отобраны из тонких песчано-алевролитовых прослоев. Как правило, такие песчано-алевролитовые прослои имеют мощность, недостаточную для выделения в отдельный пропласток и надёжного определения ΔJγ.

Таким образом, по причине отсутствия достаточного количества данных для построения собственной зависимости, определение глинистости проводилось по виду связи $K_{Гл} = f(\Delta J_{\gamma})$, полученной по данным В.В. Ларионова [10]. Коэффициент глинистости в данном случае определяется для отложений данного региона по формуле:

$$K_{Гл} = 0,8 \cdot \Delta J_{\gamma}^{1,4} \quad (5.10)$$

5.2.4. Оценка характера насыщения коллекторов

Оценка характера насыщения коллекторов определяется соотношением $K_{в} = f(K_{п})$ по результатам капилляриметрии по методике Бурдайна [11].

Методика заключается в пересчёте капиллярных кривых в фазовые проницаемости, затем строятся кривые фракционного потока и выбирались граничные значения по обводненности. Для определения граничных значений K_v по методике Бурдайна проводился расчет относительных фазовых проницаемостей для смачивающей фазы (воды) и несмачивающей фазы (нефти) [11].

Для выделения критериев определения характера насыщения коллектора строилась кривая фракционного потока (ФП) в зависимости от водонасыщенности (Рис. 5.10).

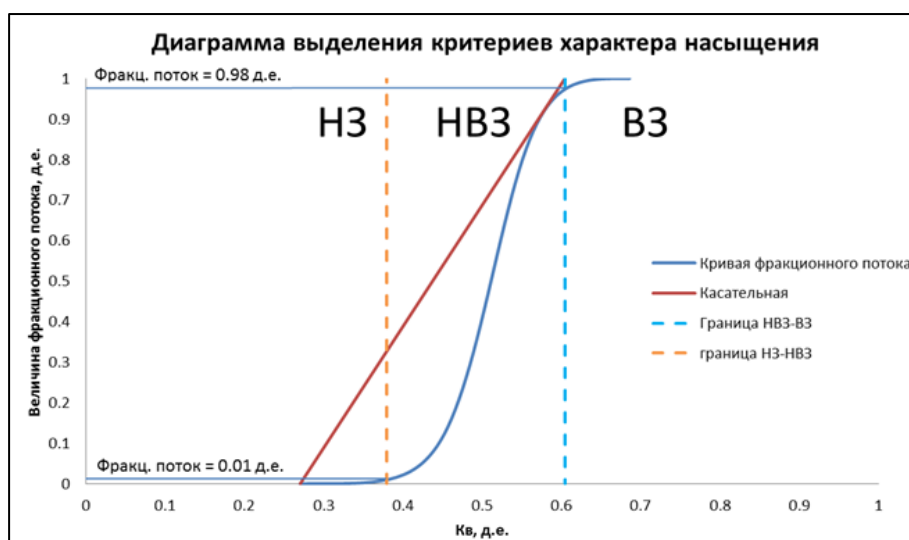


Рисунок 5.10 – Зависимость кривой фракционного потока (ФП) от водонасыщенности (НЗ – нефтяная зона, НВЗ – нефтеводная зона, ВЗ – водонасыщенная зона).

Для разделения зон НЗ и НВЗ используется величина ФП равная 0,01 д. ед., что соответствует 1 % обводненности – K_v^* (коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение).

Для определения границы НВЗ и ВЗ строится касательная к графику ФП (K_v) из точки $K_v = K_{vo}$ и нуля фракционного потока. Точка касания этой линии к кривой фракционного потока определяет величину ФП (в данном случае 0,98 д.е.), при которой начинается резкое обводнение продукции (точка прорыва). Абсцисса (точки касания) определяет критическое значение водонасыщенности – $K_{v.крит}$ (на данном примере $K_{v.крит} = 0,6$ д. ед.).

Полученное значение $K_{в.крит}$ должно быть меньше значения $K_{в**}$ (водонасыщенности, при котором обводненность достигает 100%), при котором начинается однофазный поток воды.

Определяя таким образом граничные значения ФП и соответствующие им значения $K_{в*}$ и $K_{в.кр.}$ по всем образцам, строятся зависимости $K_{в*}$ и $K_{в.крит}$ от коэффициента пористости (Рис. 5.11, 5.12).

Суть определения характера насыщения заключается в том, что если расчетное значение коэффициента водонасыщенности, которое определяется по ГИС, располагается между данными, то: $K_{во} / K_{в*}$ – нефть; $K_{в*} / K_{в.кр.}$ – нефть+вода; $K_{в.кр.} / K_{в*}$ – вода+нефть; выше $K_{в.кр.}$ – вода.

Уравнения регрессий для определения характера насыщения имеют следующий вид:

– для пластов $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^M$:

$$K_{в.кр.} = 7,63 \cdot K_{п}^2 - 3,12 \cdot K_{п} + 0,97 \quad (5.11)$$

$$K_{в*} = 6897,03 \cdot K_{п}^4 - 5134,30 \cdot K_{п}^3 + 1,432,73 \cdot K_{п}^2 - 178,27 \cdot K_{п} + 8,82 \quad (5.12)$$

$$K_{во} = 8127,73 \cdot K_{п}^4 - 5999,45 \cdot K_{п}^3 + 1674,13 \cdot K_{п}^2 - 210,42 \cdot K_{п} + 10,40 \quad (5.13)$$

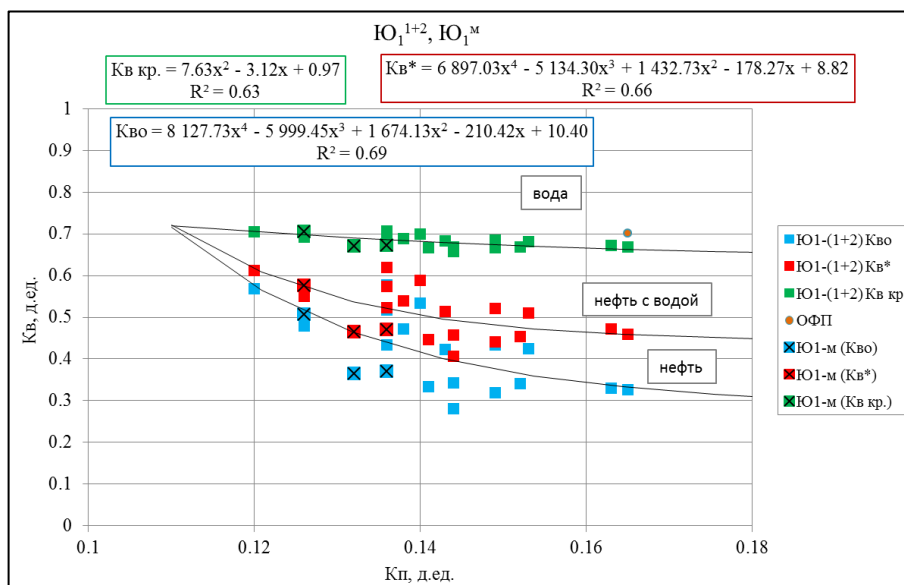


Рисунок 5.11 – Зависимость $K_{в}$ от $K_{п}$ для определения типа насыщения коллекторов по данным порометрических исследований по определению $K_{во}$ пластов $Ю_1^{1+2}$, $Ю_1^M$.

– для пласта $Ю_1^3$:

$$K_{B, KP} = -58,78K_{II}^3 + 33,57 \cdot K_{II}^2 - 6,55 \cdot K_{II} + 1,09 \quad (5.14)$$

$$K_B^* = 48034,86 \cdot K_{II}^5 - 39754,72 \cdot K_{II}^4 + 12529,46 \cdot K_{II}^3 - 1846,85 \cdot K_{II}^2 + 121,36 \cdot K_{II} - 1,99 \quad (5.15)$$

$$K_{B0} = 953,57 \cdot K_{II}^4 - 734,47 \cdot K_{II}^3 + 235,66 \cdot K_{II}^2 - 39,11 \cdot K_{II} + 2,90 (R^2 = 0,97) \quad (5.16)$$

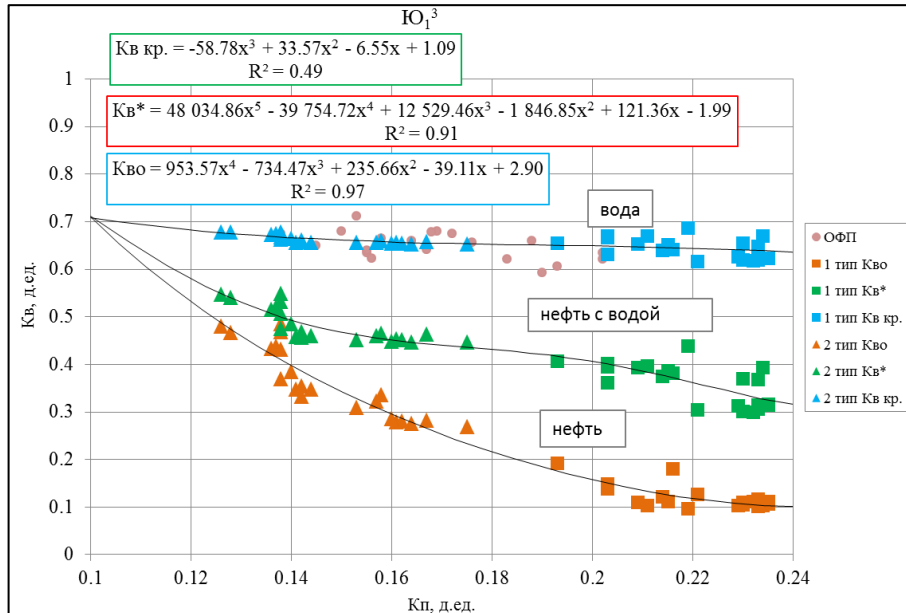


Рисунок 5.12 – Зависимость K_v от K_p для определения типа насыщения коллекторов по данным порометрических исследований по определению K_{vo} пласта $Ю_1^3$.

5.2.5. Определение параметра нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определяется способом с использованием петрофизических зависимостей типа $R_p = f(K_p)$ и $R_n = f(K_v)$, полученных по данным лабораторных исследований кернa.

Параметр пористости рассчитывается по следующим формулам:

– для пластов $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^M$:

$$R_p = 1,875 \cdot K_p^{-1,303}; (R^2 = 0,883) \quad (5.17)$$

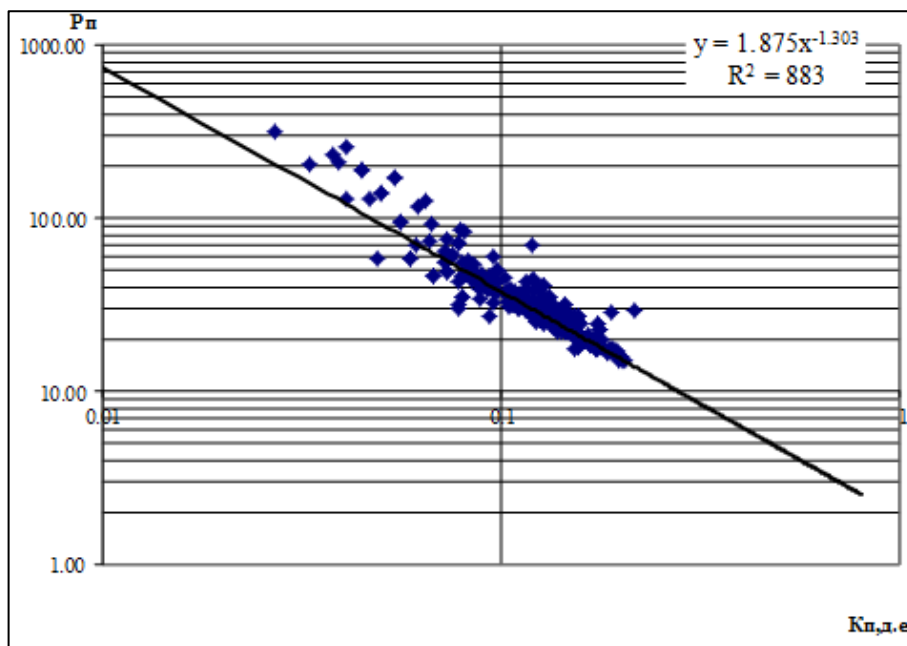


Рисунок 5.13 – График $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ для пластов Ю_1^{1+2} и $\text{Ю}_1^{\text{М}}$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3\text{А}}$:

$$P_{\Pi} = 1,7004 \cdot K_{\Pi}^{-1,3896}; \quad (R^2 = 0,872) \quad (5.18)$$

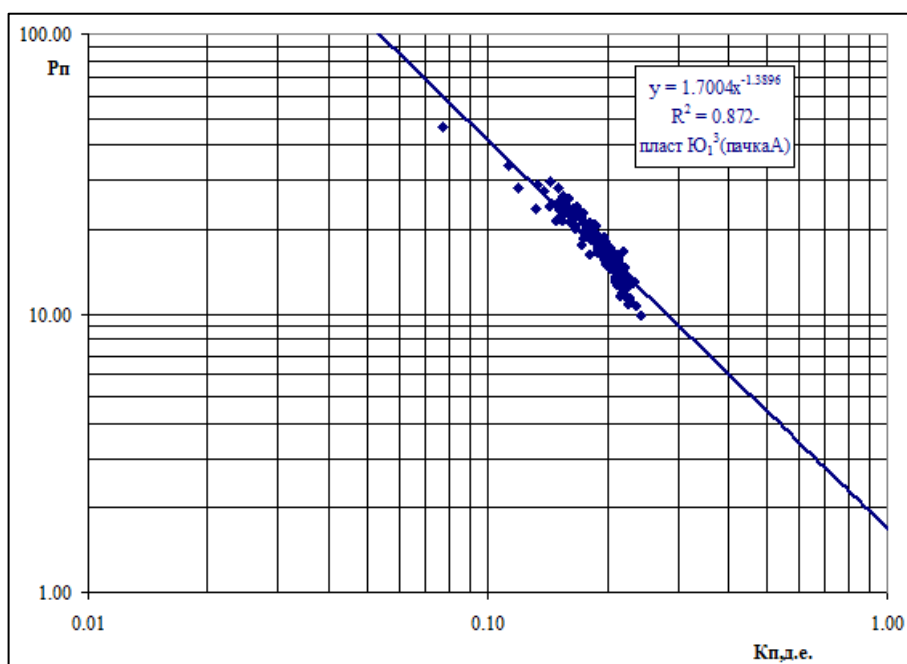


Рисунок 5.14 – График $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ для пласта $\text{Ю}_1^{3\text{А}}$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3\text{Б}}$:

$$P_{\Pi} = 2,3537 \cdot K_{\Pi}^{-1,2606} \quad (R^2 = 0,8476) \quad (5.19)$$

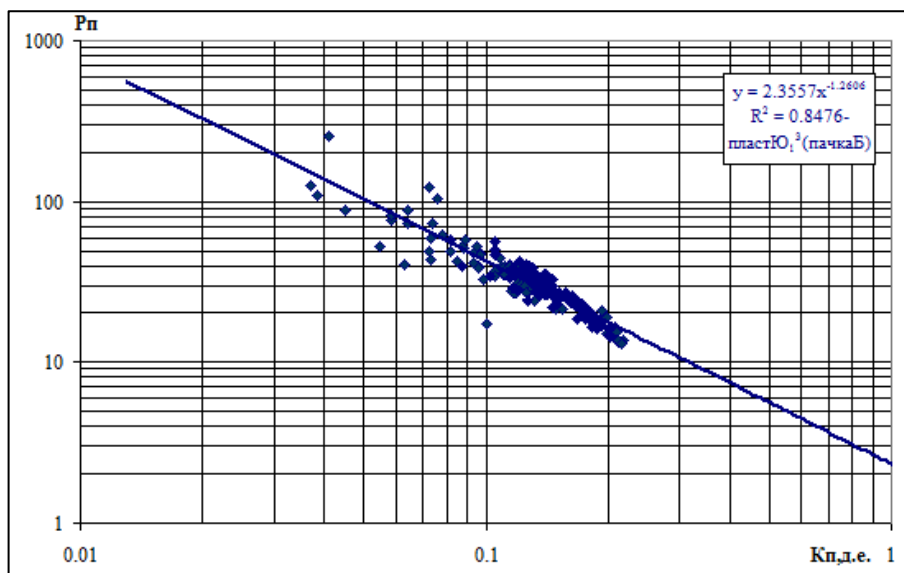


Рисунок 5.15 – График $R_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ для пласта $\text{Ю}_1^{3Б}$

Определение параметра насыщения R_{Π} находится по формуле 5.21. Предварительно необходимо рассчитать удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта (формула 5.20). Сопротивление пластовых вод $\rho_{\text{в}} = 0,078 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ при температуре пласта $89 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и минерализации пластовой воды $29,3 \text{ г/л}$.

$$\rho_{\text{ВП}} = R_{\Pi} \cdot \rho_{\text{в}}, \quad (5.20)$$

$$R_{\Pi} = \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{\text{ВП}}}, \quad (5.21)$$

где ρ_{Π} – УЭС пласта; $\rho_{\text{ВП}}$ – УЭС 100 % водонасыщенного пласта.

5.2.6. Определение коэффициента водонасыщенности

Определение коэффициента водонасыщенности выполнено по зависимостям $R_{\Pi} = f(K_{\text{в}})$ и имеют следующие уравнения регрессии:

– для пластов Ю_1^{1+2} и $\text{Ю}_1^{\text{М}}$:

$$K_{\text{в}} = 1,9915 \cdot R_{\Pi}^{-0,5501} \quad (5.22)$$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3А}$:

$$K_{\text{в}} = 0,9552 \cdot R_{\Pi}^{-0,5212} \quad (5.23)$$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3Б}$:

$$K_{\text{в}} = 1,1333 \cdot R_{\Pi}^{-0,5861} \quad (5.24)$$

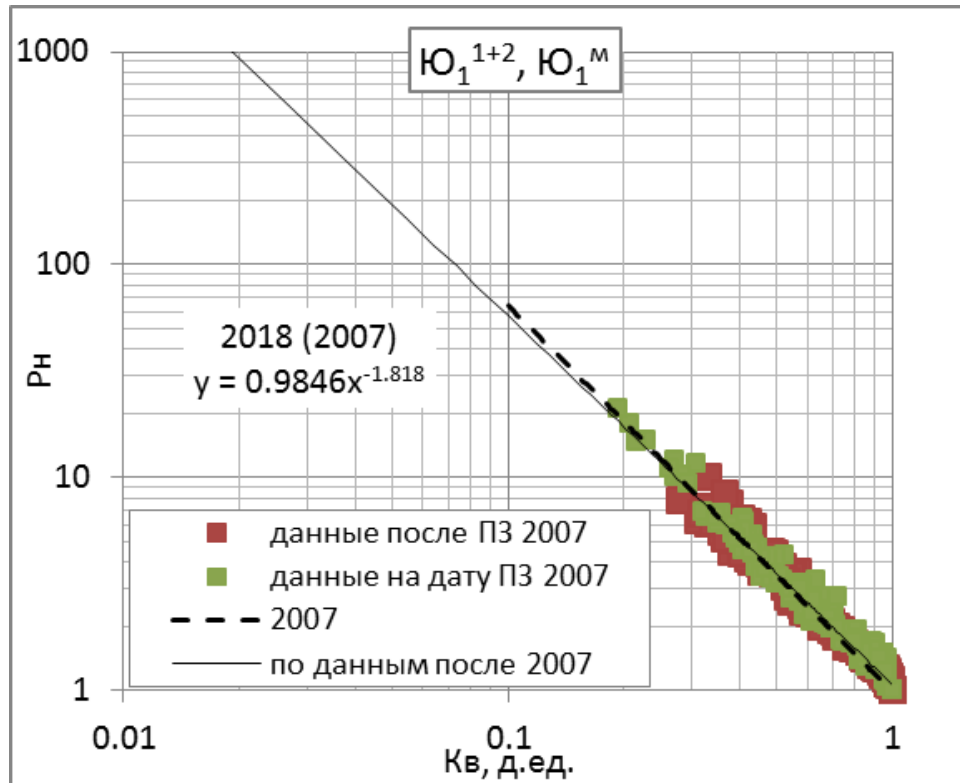


Рисунок 5.16 – График $R_n=f(K_v)$ для коллекторов пластов $\text{Ю}_1^{1+2}, \text{Ю}_1^M$

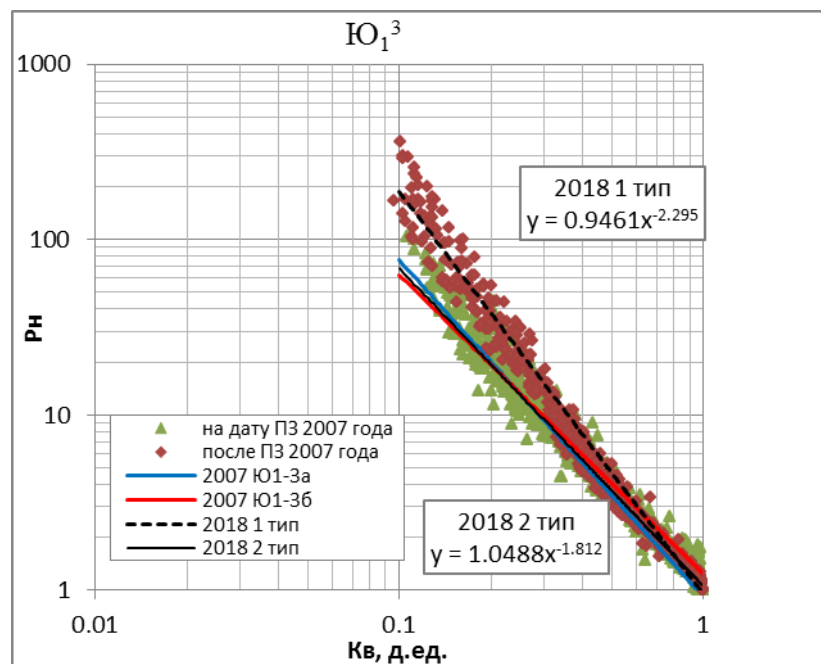


Рисунок 5.17 – График $R_n=f(K_v)$ для коллекторов пластов Ю_1^3

5.2.7. Определение коэффициента проницаемости

Между открытой пористостью и проницаемостью коллекторов отмечается их несоответствие: при одинаковых значениях пористости проницаемость коллекторов резко различна.

Для расчета проницаемости коллекторов необходимо использовать данные капилляриметрии керна, что позволит построить петрофизические зависимости типа «керна-керна» $K_{\Pi} = f(K_{\Pi, \text{ЭФ}})$ и $K_{\Pi P} = f(K_{\Pi, \text{ЭФ}})$.

Эффективная пористость определяется по формуле:

$$K_{\Pi, \text{ЭФ}} = K_{\Pi} \cdot (1 - K_{\text{ВО}}), \quad (5.25)$$

где $K_{\text{ВО}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, определяемый по капилляриметрии.

Таким образом, уравнения регрессий имеют следующий вид:

– для пластов Ю_1^{1+2} и $\text{Ю}_1^{\text{М}}$:

$$K_{\Pi P} = (9,0 \cdot 10^9) \cdot (K_{\Pi}^{11,319}); (R^2 = 0,8884), \quad (5.26)$$

$$K_{\Pi} = 0,6321 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}} + 0,1027; (R^2 = 0,874), \quad (5.27)$$

$$K_{\Pi P} = 0,1407 \cdot \text{EXP}^{(45,673 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}})}; (R^2 = 0,8699), \quad (2.27)$$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3\text{А}}$:

$$K_{\Pi P} = (7,0 \cdot 10^{14}) \cdot (K_{\Pi}^{17,203}); (R^2 = 0,888), \quad (5.28)$$

$$K_{\Pi} = 0,685 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}} + 0,092; (R^2 = 0,888), \quad (5.29)$$

$$K_{\Pi P} = 0,3054 \cdot \text{EXP}^{(44,522 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}})}; (R^2 = 0,935), \quad (5.30)$$

– для пласта $\text{Ю}_1^{3\text{Б}}$:

$$K_{\Pi P} = (9,0 \cdot 10^{19}) \cdot (K_{\Pi}^{11,319}); (R^2 = 0,874), \quad (5.31)$$

$$K_{\Pi} = 0,6321 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}} + 0,1027; (R^2 = 0,8926), \quad (5.32)$$

$$K_{\Pi P} = 0,1407 \cdot \text{EXP}^{(45,673 \cdot K_{\Pi, \text{ЭФ}})}; (R^2 = 0,8699), \quad (5.33)$$

Из представленных уравнений регрессии можно сделать вывод, что корреляционная связь довольно тесная.

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

Верхнеюрские отложения отмечаются неоднородностью общих и эффективных толщин, присутствием обширных водонефтяных зон и изменчивостью ФЕС коллекторов.

Небольшая проницаемость нефтенасыщенных толщин оказывают колоссальное влияние на разработку в плане экономической выгоды. Такая специфичность в области геологии отражается на преждевременном обводнении добывающих скважин и низким выработкам.

Поэтому для нашего исследования возникает актуальная задача, которая заключается в применении комплекса мероприятий по воздействию на пласт, повышающих эффективность добычи нефти (интенсификации притока).

Для решения данной проблемы существуют методы такие как гидроразрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин (ГС) или многоствольное бурение (многозабойное бурение).

ГРП метод повышения продуктивности пласта за счёт создания высокопроводящих гидравлических трещин в целевом пласте для обеспечения притока добываемого флюида к забою скважины.

Гидроразрыв применим при вводе и эксплуатации вертикальных скважин в работу. Максимальное количество гидроразрывов в одной скважине равно трём, но с каждым следующим применением метода эффективность воздействия на пласт снижается. К тому же высока вероятность обводнённости при применении метода в водонефтяной зоне.

Доля горизонтального бурения значительно увеличилась в общем объёме бурения. Метод обладает сложностью проведения геофизических и гидродинамических исследований, что в свою очередь это привело к разработке новых технологий проведения геофизических исследований и интерпретации данных. В настоящее время реальностью стал факт бурения скважин, когда на 1 км их вертикальной глубины набирается свыше 6 км горизонтального участка [12].

Если сравнивать финансовую сторону метода ГРП и ГС, то наиболее высокой стоимостью отмечается второй метод.

Ещё одним способом увеличения охвата и зоны дренирования является бурение с несколькими ответвлениями от горизонтальной или наклонной скважины – многоствольное бурение (Рис.6.1).

В финансовом аспекте стоимость обсадной колонны составляет порядка 60% стоимости самой скважины, забуривание дополнительных горизонтальных стволов из одного ствола значительно экономически выгодней.

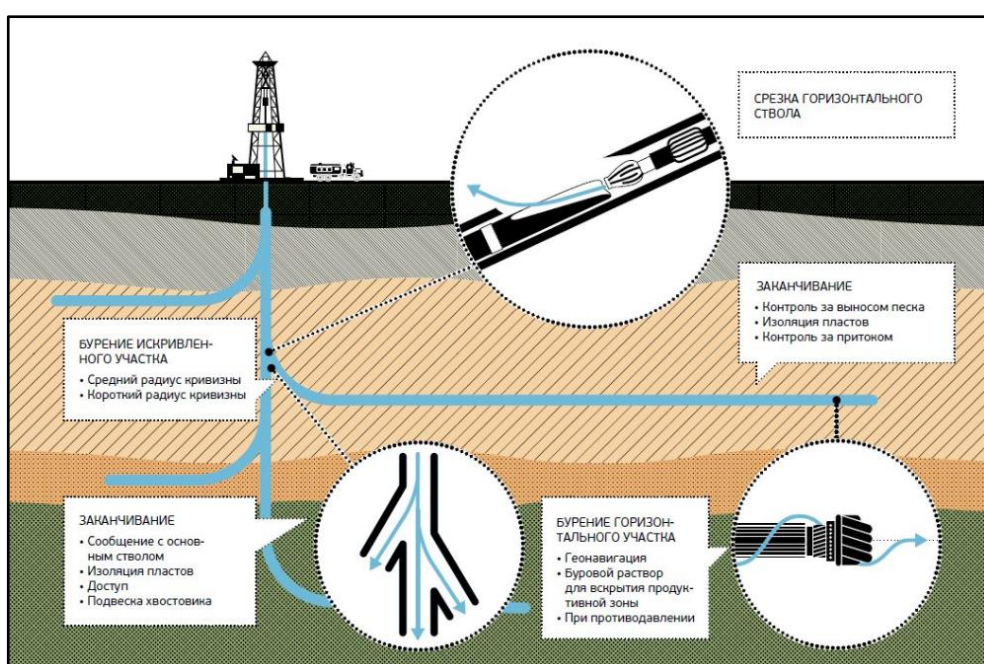


Рисунок 6.1 – Система бурения многоствольных скважин

6.1. Автономные аппаратурно-программные комплексы для геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Как было отмечено ранее, для исследования горизонтально пробуренной скважины необходимо использовать другие технологии, поэтому стандартный геофизический комплекс не подойдёт.

В качестве решения данной проблемы рассмотрим аппаратно-программный комплекс «Каскад-А» (Рис. 6.2). Технология включает в себя полный набор модулей скважинных приборов, система регистрации

первичной обработки исходных данных, определение траектории ствола относительно проектного пласта, возможности оценки количественных параметров ФЕС (общая и эффективная пористость, коэффициент проницаемости) и нефтегазонасыщенности пласта, выделение литологических разностей горных пород и построение литологической колонки.



Рисунок 6.2 – Наземный регистрирующий комплекс для автономных приборов «КАСКАД-А»

Комплекс автономных приборов «Каскад-А» доставляется в интервал исследований колонной бурильных труб. Каждый прибор является самостоятельным, снабжен блоком питания и памяти, что позволяет в зависимости от решаемых задач, комбинировать варианты сборок приборов специализированными механическими соединителями, обеспечивающими возможность изгиба сборки или отдельных приборов до 5° для облегчения прохождения участков интенсивного набора кривизны скважины [13].

Методы ГИС, реализуемые автономными приборами «Каскад-А», представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Методы ГИС (АПК «Каскад-А») [13]

Методы каротажа	Скважинные приборы
Электрический (ПС, КС, БКЗ, 2БК)	2БК (БК-3 + БК-5)-А
Электромагнитный индукционный	5ИК-А
Радиоактивный (ГК, ННК, ГГК-П)	АПРК-ГК, АПРК (ГК+2ННК), АПРК-ГГК
Спектрометрический радиоактивный	АПРК-СГК
Импульсный нейтронный	АПРК-ИННК
Акустический	АКГ (компрессированный)

Акустическая кавернометрия (на отражённых волнах)	АСПГ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-А
Инклинометрия	ИФМ-А

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память с дискретизацией по времени. Данные каротажа считываются из памяти в компьютер наземного обрабатывающего комплекса после подъёма приборов на поверхность

Привязка данных по глубине осуществляется одним из трёх способов:

- по промеру длины бурового инструмента, с использованием записанной в приборах информации о стоянках;
- по результатам измерений глубины наземными датчиками глубины; массы инструмента и положения клиньев станцией ГТИ;
- по результатам измерений глубины автономным глубомерам.

Программное обеспечение ServiceMS поддерживает полный технологический цикл проведения геофизических исследований скважин автономными приборами.

На рисунке 6.3 представлены варианты сборки АПК.

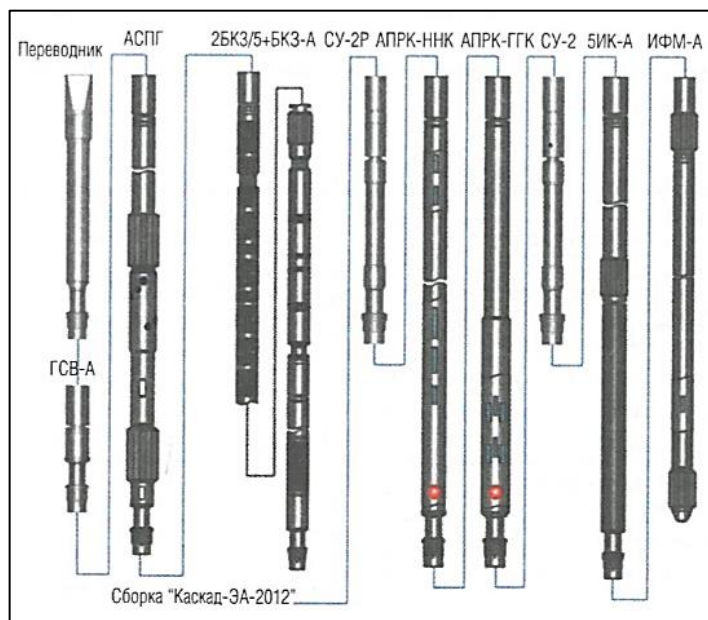


Рисунок 6.3 – Варианты сборки автономных приборов «Каскад-А»

Работа приборов комплекса возможна при температуре $T_{\max} = 90, 120, 150$ °С и гидростатическом давлении $P_{\max} = 60, 80, 100, 120$ МПа.

6.2. Технические характеристики и решаемые задачи

Рассмотрим более подробно область применения некоторых скважинных приборов входящие в АПК «Каскад-А».

6.2.1. Автономные приборы электрического и электромагнитного каротажа

Прибор двойного бокового каротажа **2БКЗ/5-А** предназначен для проведения электрического каротажа комплексом из двух разноглубинных зондов бокового каротажа, потенциала самопроизвольной поляризации (ПС).

Применяется для исследования сильно пологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных флюидом на основе водной промывочной жидкости с удельным электрическим сопротивлением от 0,03 – 20 Ом·м [14].

С помощью прибора 2БКЗ/5-А решаются следующие геологические задачи:

- выделение электрически однородных пластов и пластов с зоной проникновения, определение вида проникновения;
- определение УЭС неизменной части пласта и промытой зоны, а также глубины зоны проникновения;
- выделение проницаемых интервалов, оценка характера насыщения и оценка коэффициента нефтегазонасыщенности.

Измерительная установка двойного бокового каротажа содержит пять жёстко связанных изолированных электродов и жёсткий изолятор с тремя электродами. Схема коммутации и питания электродов позволяет проводить измерения ρ_k трёхэлектродным (БК-3) и пятиэлектродным (БК-5) зондами бокового каротажа, измерение ПС.

Таблица 6.2 – Техническая характеристика прибора 2БКЗ/5-А

Измеряемые параметры	Диапазон измерений
ρ_k БК-3	0,2 ÷ 20000 Ом·м
ρ_k БК-5	0,2 ÷ 5000 Ом·м
Вертикальное разрешение зондов	0,15 м
Радиус исследования зонда БК-3	0,8 м

Радиус исследования зонда БК-5	0,33 м
Общая длина прибора	10220 мм
Диаметр прибора	90, 102, 108 мм
Диаметр скважины	120 – 350 мм
Скорость каротажа	1500 м/ч
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	8
Частота записи, опросов в секунду	2
Размещение	на буровом инструменте

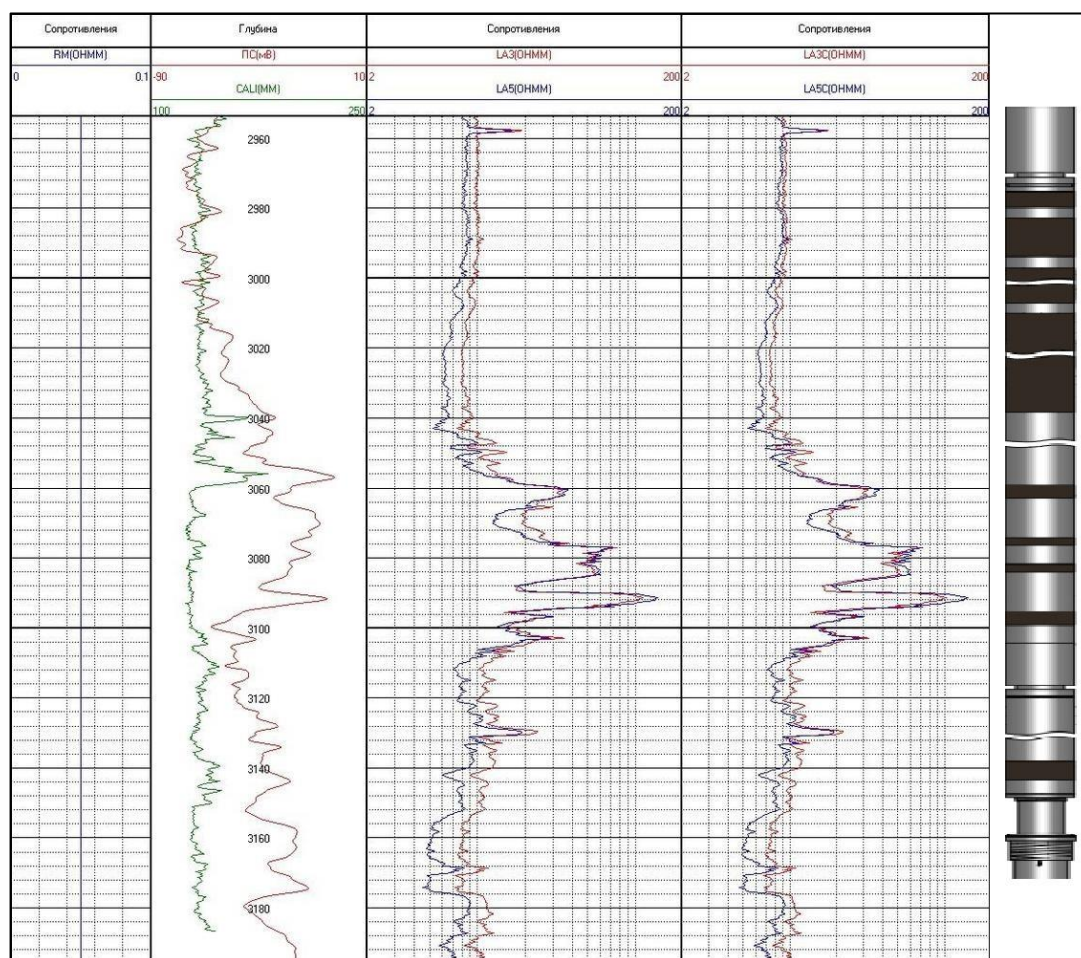


Рисунок 6.4 – Прибор электрического каротажного зондирования автономный 2БК3/5-А (пример записи)

Прибор индукционного каротажа **ИК-А** предназначен для проведения индукционного каротажа комплексом из пяти разноглубинных зондов с одновременной регистрацией активных и реактивных компонент кажущейся

проводимости по каждому зонду. Дополнительно регистрируется кривая самопроизвольной поляризации (ПС) [14].

Прибор 5ИК-А содержит пять трехкатушечных зондов ИК –ЗИ0.3, ЗИ0.5, ЗИ0.85, ЗИ1.26, ЗИ2.05. Все зонды комплекса имеют общуприемную катушку, единый измерительный тракт и работают на одной частоте 100 кГц (табл. 6.3).

Решаемые задачи: выделение коллекторов в разрезе нефтегазовых скважин; оценка удельного электрического сопротивления пластов; оценка насыщенности коллекторов.

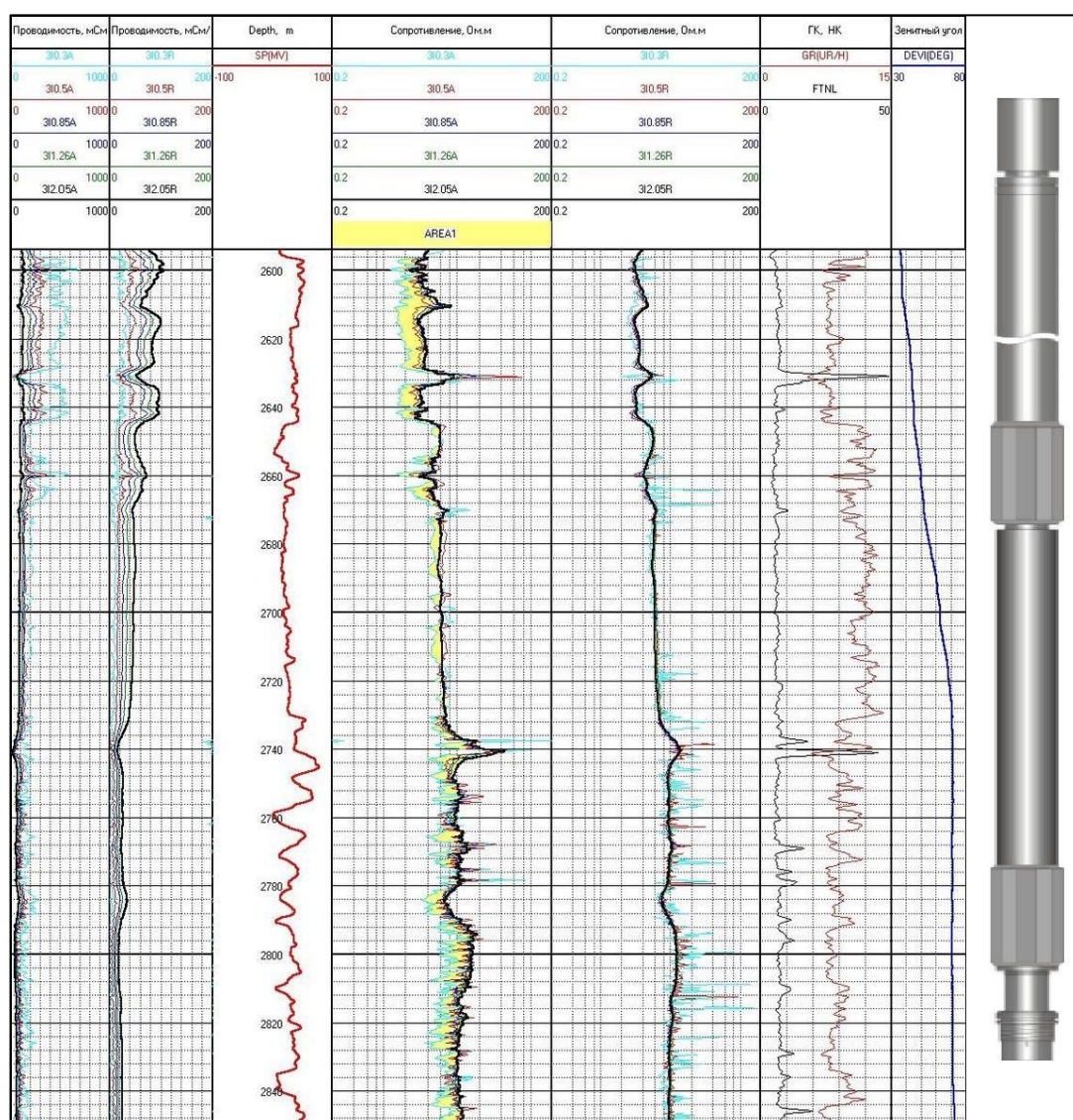


Рисунок 6.5 – Прибор индукционного каротажа автономный 5ИК-А (пример записи)

Таблица 6.3 – Техническая характеристика прибора 5ИК-А

Измеряемые параметры		Диапазон измерений	
Зонд	Канал	σ_k , мСм/м	ρ_k , Ом·м
ЗИ0.3	активный	3÷2000	0,3÷300
	реактивный	3÷1500	0,3÷15
ЗИ0.5	активный	3÷1500	0,3÷300
	реактивный	3÷1500	0,3÷20
ЗИ0.85	активный	3÷1000	0,3÷300
	реактивный	3÷1000	0,3÷30
ЗИ1.26	активный	3÷500	0,6÷300
	реактивный	3÷1000	0,3÷35
ЗИ2.05	активный	3÷300	1,0÷300
	реактивный	3÷700	0,3÷45
Вертикальное разрешение ($H_{0,5}$)		0,35÷2,5 м	
Радиус исследования ($R_{0,5}$)		0,4÷3,0 м	
Чувствительность зондов		0,5 мСм/м	
Общая длина прибора		5410 мм	
Диаметр прибора		90, 102, 108 мм	
Диаметр скважины		До 350 мм	
Скорость каротажа		800 м/ч	
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи		12	
Частота записи, опросов в секунду		0,5	
Размещение		на буровом инструменте	

6.2.2. Автономные приборы радиоактивного и нейтронного каротажа

Прибор интегрального гамма каротажа **АПРК-ГК** применяется в скважинах заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водной основе и предназначен для проведения ГИС методом гамма каротажа естественной активности горных пород (ГК).

Прибор может решать ряд следующих задач:

- корреляция разрезов скважин и литологических изменений;
- детальное литологическое расчленение;
- оценка глинистости;
- определение/уточнение минерального состава пород;
- выявление радиогеохимических аномалий.

Таблица 6.4 – Техническая характеристика прибора АПРК-ГК

Измеряемые параметры	Диапазон измерений
Мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород	0 ÷ 250 мкР/ч
Глубинность исследований ГК	40 см
Вертикальное разрешение ГК	80 см
Чувствительность канала ГК	750 имп/мин на 1 мкР/ч
Общая длина прибора	2500 мм
Диаметр прибора	90 мм
Диаметр скважины	120 – 350
Скорость каротажа	800 м/ч
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	10
Частота записи, опросов в секунду	2
Размещение	на буровом инструменте

Прибор спектрометрического гамма-каротажа **АПРК-СГК** служит для решения задач:

- корреляция разрезов скважин и литологических изменений;
- детальное литологическое расчленение, оценка глинистости;
- стратиграфические исследования;
- определение/уточнение фильтрационно-емкостных свойств;
- определение/уточнение минерального состава пород.

Таблица 6.5 – Техническая характеристика прибора АПРК-СГК

Измеряемые параметры	Диапазон измерений
Массовое содержание тория	0,5 ÷ 200·10 ⁻⁴ %
Массовое содержание урана	0,5 ÷ 200·10 ⁻⁴ %
Массовое содержание калия	0,1 ÷ 20 %
Общая длина прибора	2400 мм
Диаметр прибора	90 мм
Диаметр скважины	120 – 350, мм
Скорость каротажа	200 ÷ 400 м/ч
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	10
Размещение	на буровом инструменте

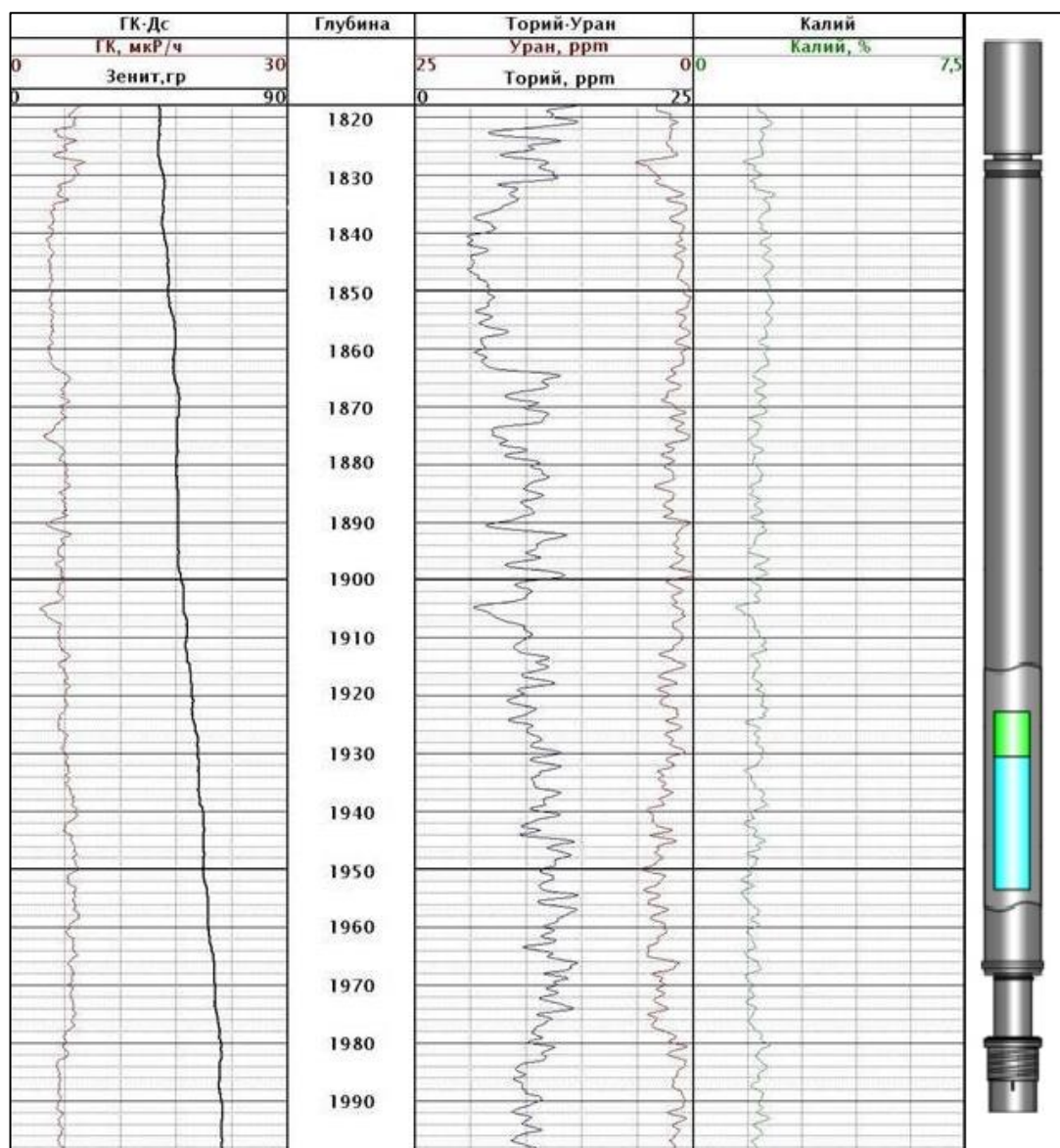


Рисунок 6.6 – Прибор индукционного каротажа автономный АПК-СГК
(пример записи)

6.2.3. Автономные приборы акустического каротажа

Прибор компенсированного акустического каротажа автономный **АКГ** применим в горизонтальных скважинах, заполненных жидкостью на водной или нефтяной основе, предназначен для измерения параметров распространения продольной и поперечной волн в разрезах скважин. Параметры поперечной волны определяются только в высокоскоростной части разреза. Измерение параметров упругих волн производится по компенсационной схеме, исключающей влияние положения прибора в скважине. Формула зонда П20.4П11.0И10.4И2.

Задачи, решаемые АКГ:

- определение коэффициента общей пористости и литологического состава пород;
- определение модулей упругости.

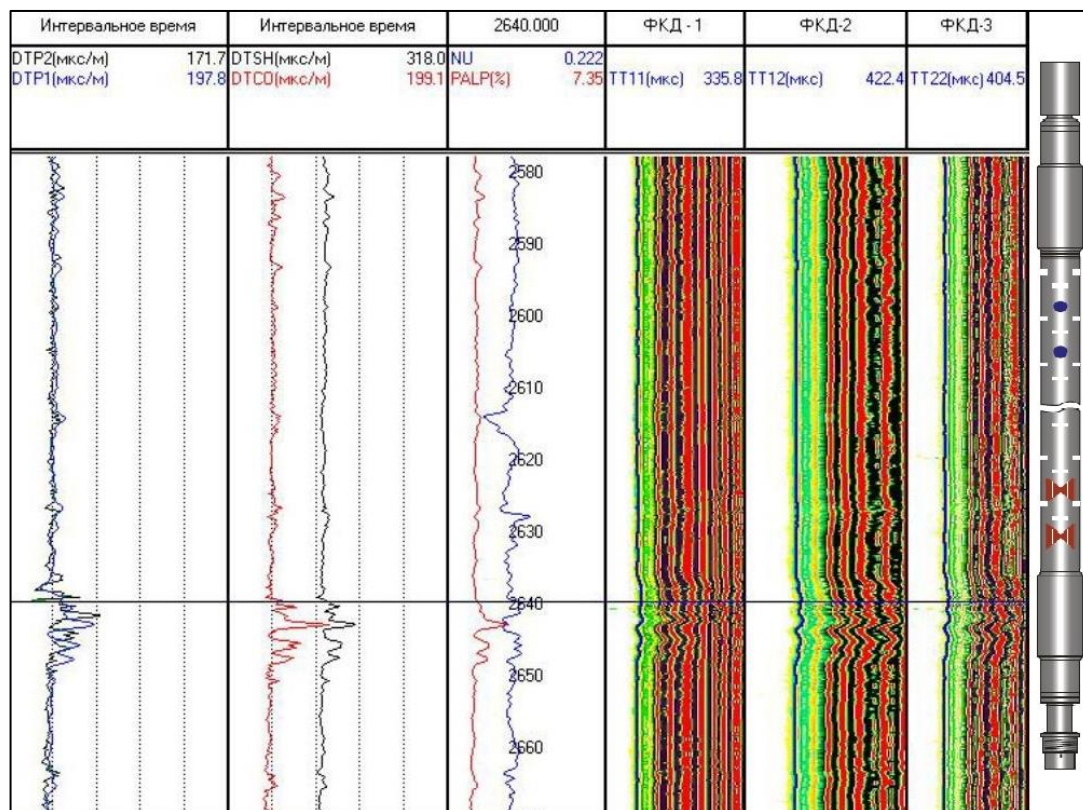


Рисунок 6.7 – Прибор индукционного каротажа автономный АКГ (пример записи)

Таблица 6.6 – Техническая характеристика прибора АКГ

Изменяемые параметры	Диапазон измерений
При измерении параметров волн в открытом стволе:	
-интервальное время продольной волны	100 ÷ 500 мкс/м
-интервальное время поперечной волны	200 ÷ 500 мкс/м
Общая длина прибора	5200 мм
Диаметр прибора	90 мм
Диаметр скважины	124 – 220 мм
Скорость каротажа	200 ÷ 400 м/ч
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	8
Размещение	на буровом инструменте

Профилемер акустический автономный АСПГ предназначен для измерения внутренней геометрии открытых стволов скважин.

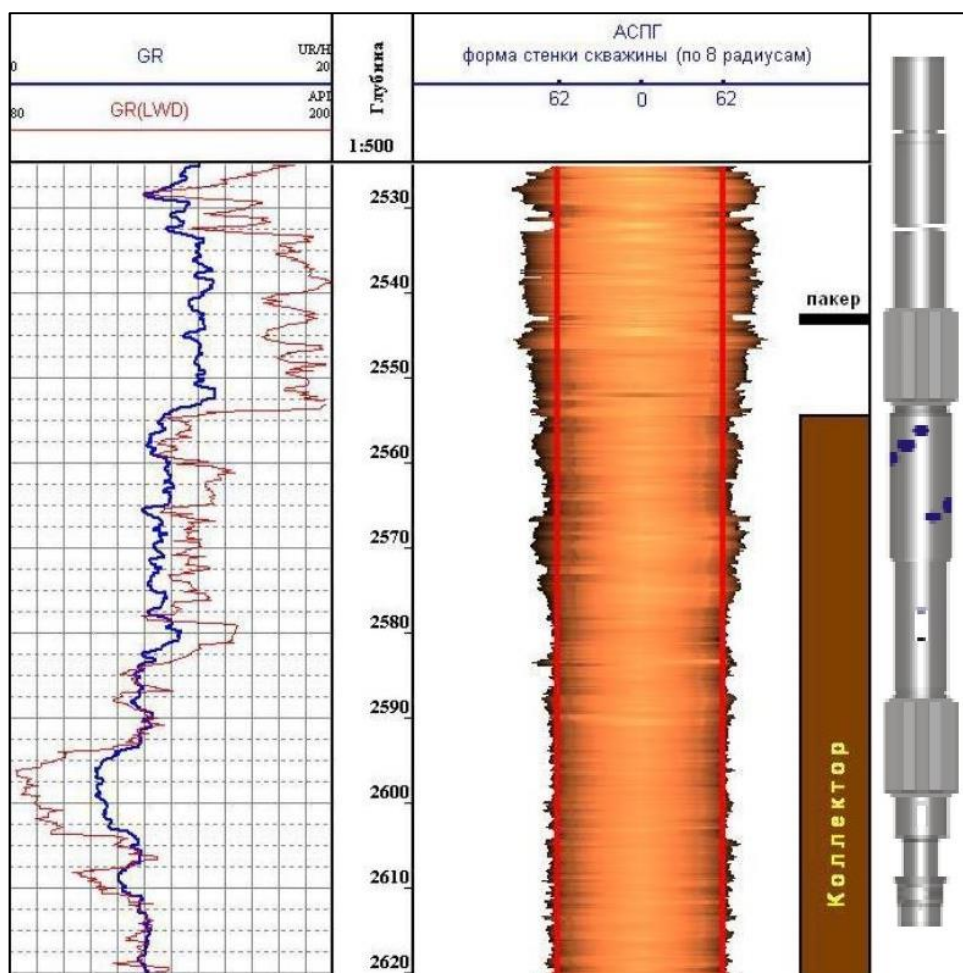


Рисунок 6.8 – Профилемер акустический автономный АСПГ (пример записи)

Таблица 6.7 – Техническая характеристика прибора АСПГ

Измеряемые параметры	Диапазон измерений
Средний диаметр скважины	135÷255 мм
Общая длина прибора	3300 мм
Диаметр прибора без центрирующих отклонителей, мм	108 мм
Диаметр скважины	216 мм
Скорость каротажа	600 м/ч
Время работы в автономном режиме, часов в режиме записи	10
Частота записи, опросов в секунду	1
Размещение	на буровом инструменте

6.3. Интерпретация, ФЕС, нефтегазонасыщенность

Отличительной особенностью интерпретации данных ГИС является учёт послойной анизотропии вдоль ствола горизонтальных скважин.

Анизотропия вносит определённые искажения в измеряемые параметры за счёт наличия в диапазоне глубинности методов ГИС пластов и пропластков с различными физическими свойствами.

Для уточнения влияния послойной анизотропии на измеряемые параметры проведены методические работы и математическое моделирование. При расчете общей пористости коллекторов для определения влияния послойной анизотропии на методы плотностного, нейтронного и акустического каротажа проведено сопоставление с результатами вертикальных скважин по опорным пластам аргиллитов и коллекторов.

Проведена статистическая обработка измеряемых параметров водородосодержания ω (%), плотности σ (г/см³), времени пробега продольной волны Δt (мкс) комплексной аппаратурой «Каскад-А» по ряду скважин в едином продуктивном горизонте по песчаникам и аргиллитам.

Было выявлено влияние анизотропии пород и скважинных условий в горизонтальных стволах скважин. Для исключения систематических погрешностей в технических характеристиках приборов проведен анализ получаемых данных по опорному пласту пяти различных скважин одного месторождения. Для проверки стабильности работы прибора проведен анализ построения статистических распределений параметров ω , σ , Δt [15].

В качестве опорного пласта выбраны достаточно однородные аргиллиты. Кривые распределения приведены на рисунке 6.9.

С учётом стабильной работы скважинной аппаратуры оценено влияние послойной анизотропии пород, регистрируемой в горизонтальных скважинах в связи со слоистым строением разреза, в сопоставлении с данными, полученными в вертикальных скважинах.

Возможное влияние данной анизотропии при проведении ГИС горизонтальных стволов на значения ФЕС, определяемых методами ГК, ГГК, АК, ННК-Т, оценивалось по результатам сравнения измеряемых параметров в вертикальных и горизонтальных скважинах по одному и тому же продуктивному горизонту. Для анализа были взяты данные, полученные в

пяти горизонтальных и в пяти вертикальных скважинах. В данные нейтронного каротажа вводились поправки за влияние скважинных условий, в первую очередь за изменение диаметра ствола скважин. Результаты сопоставления, представленные в виде кривых распределения значений плотности, водородосодержания и времени пробега продольной волны по песчаникам и аргиллитам приведены на рис. 6.10 [13].

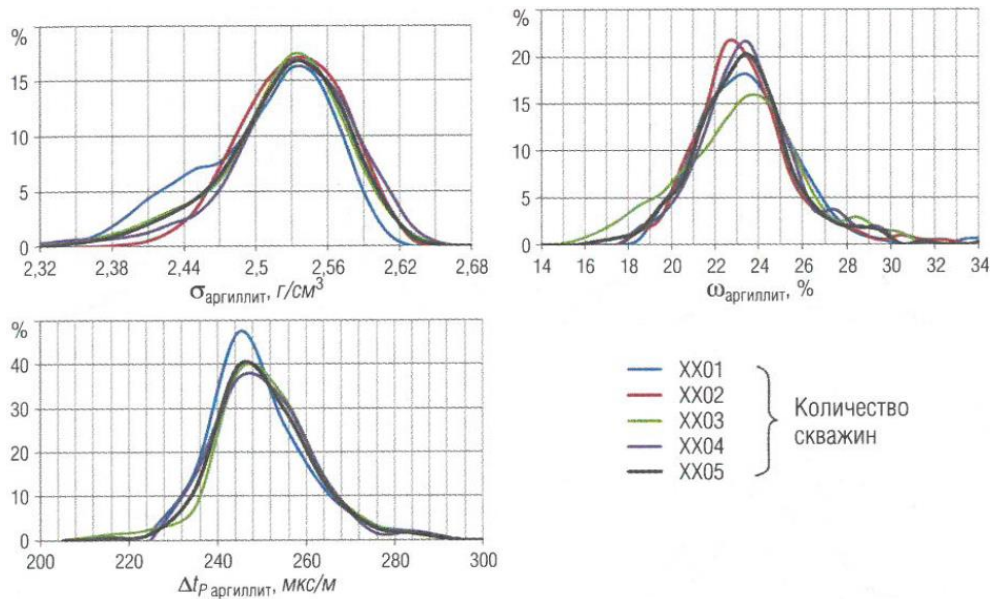


Рисунок 6.9 – Вариационные кривые распределения измеряемых параметров ω , σ , Δt

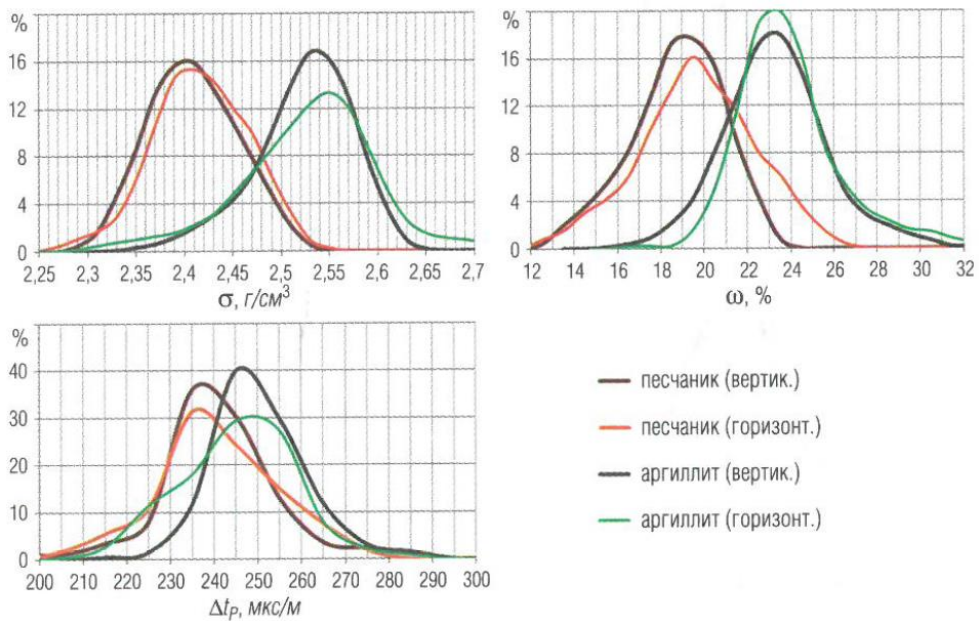


Рисунок 6.10 – Сопоставление статистических распределений ω , σ , Δt по вертикальным и горизонтальным скважинам

По результатам анализа отмечается, что существующие технологии регистрации и предварительной обработки данных плотностного каротажа нивелируют влияние послойной неоднородности в горизонтальных стволах. На данные нейтронного каротажа влияние этого фактора сказывается незначительно и выражено в увеличении зоны перехода на границах пластов. Отмечается расхождение водородосодержания (ω) в песчаниках до 2% при значениях более 22%.

Наиболее сильно в горизонтальных стволах могут искажаться результаты обработки данных акустического каротажа. Даже в однородных коллекторах толщиной более 2 м отмечается занижение интервального времени продольной волны относительно результата, полученного в вертикальных скважинах (до 10-15 мкс).

Подобное расхождение связано с глубиной зоны исследования (для продольной волны она примерно равна 25-35 см) и объемной характеристикой регистрируемого сигнала; в случае расположения скважины вдоль границы пластов одновременно регистрируются упругие волны обоих пластов.

Акустические волны распространяются в упругой среде независимо друг от друга, что позволяет при расположении скважины на границе двух пластов одновременно регистрировать информацию о свойствах этих объектов. Зависимость зоны исследования акустического каротажа от частоты регистрируемой упругой волны позволяет отметить границу между пластами не только в момент пересечения ее скважиной, но и за 30-50 см до наступления этого события.

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности производится по стандартным методикам на основе уравнения Арчи-Дахнова и петрофизическим зависимостям конкретного района [15].

Основной проблемой количественной оценки нефтегазонасыщенности является определение удельных сопротивлений коллекторов в горизонтальных скважинах из-за влияния послойной анизотропии.

При проведении ГИС методами электрического каротажа в зоне исследования зондов наряду с коллекторами находятся прослой с различными сопротивлениями. В терригенных разрезах это глинистые и уплотненные породы с карбонатным цементом. Кроме того, искажающим фактором является зона проникновения фильтрата бурового раствора. При исследовании подобного пласта, анизотропного относительно электрического сопротивления, получаемые результаты могут существенно отличаться от электрического сопротивления в зоне напластования коллектора.

Проведено математическое моделирование по оценке влияния послойной анизотропии на показания электрических методов. В программно-методическом комплексе LogWin-ЭК рассмотрена возможность определения параметров анизотропии пласта, вскрытого наклонными и горизонтальными скважинами по данным зондов ИК [13, 15].

Область получения достоверных данных удельного сопротивления ограничена пластами большой толщины. Качественным признаком наличия подобных пластов вдоль ствола горизонтальных скважин является равенство значений удельных сопротивлений, определяемых большими зондами ИК (зонды 2,05 и 1,26).

Таким образом, к настоящему времени в большинстве случаев определяемые параметры нефтегазонасыщенности носят ориентировочный характер и используются только для качественной оценки.

Для повышения достоверности определения удельных сопротивлений проводятся теоретические и модельные работы по учету влияния послойной анизотропии.

ВЫВОД ПО ГЛАВЕ

Технология ГИС автономными комплексами включает в себя скважинные приборы, систему регистрации, метрологическое обеспечение, программно-методические средства.

Технология позволяет получать с минимальной погрешностью комплекс количественных и качественных параметров по оценке ФЕС ($k_{п.общ}$, $k_{п.эф}$, $k_{пр}$) и нефтегазонасыщенности ($k_{нг}$) всех находящихся в разработке и эксплуатации типов коллекторов.

Отсутствие необходимости в каротажном подъемнике позволяет проводить геофизические исследования с минимальными затратами на удаленных скважинах и нефтяных платформах с доставкой на них только геофизических модулей.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Подсчёт средств для разработки и эксплуатации объекта является одним из важнейших условий при поиске финансовой помощи для проведения исследования и лицензирование результатов. Этот жизненный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем должны представить в итоговой форме востребованность на рынке, реализуемый бюджет, состояние и перспективы проводимых исследований.

7.1. Технический план (объём проектируемых работ)

Для оценки финансовой стоимости с целью выполнения геологических изысканий необходимо уточнить технический план, в котором будут отмечены виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту, спланированы временные затраты и выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельное или последовательное).

Так как проведение работ будут осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98) [16], «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром») [17], Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49) [18].

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения ПО (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:	Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320	1

Продолжение таблицы 7.1

Каротажная станция семейства КЕДР-02		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (КС, ПС, БКЗ, БК, ИК)	К1А-723	1
Микробочковой каротаж МБК и микрокаротажное зондирование (МПЗ и МГЗ)	Э-2	1
Радиоактивный каротаж (ГК, НГК)	РК-М	2
Акустический каротаж	СПАК-6	1
Инклинометрия	КИТ-4	1
Кавернометрия	СКП-1	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 7.2 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2780 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 7.2 – Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

Метод исследования	Масштаб записи	Замеры		
		Глубина исследования, м	В интервале, м	
			кровля	подошва
Каротаж в открытом стволе (тех. колонна)				
Стандартный каротаж	1:500	680	0	680
Кавернометрия	1:500	680	0	680
Инклинометрия	через 20 м	680	0	680
Каротаж в открытом стволе (эксплуатационная колонная)				
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	1:200	2100	680	2780
Гамма каротаж (ГК)	1:200	2100	680	2780
Нейтронный каротаж (НГК)	1:200	2100	680	2780
Акустический каротаж (АК)	1:200	2100	680	2780
Каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ)	1:200	2100	680	2780
Боковой каротаж (БК)	1:200	2100	680	2780
Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2100	680	2780

Продолжение таблицы 7.2

Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	1:200	2100	680	2780
Микробоковой каротаж (МБК)	1:200	2100	680	2780
Кавернометрия (КВ)	1:200	2100	680	2780
Инклинометрия	через 20 м	2100	680	2780
Контрольно-интерпретационные работы		2780	0	2780

Проезд до места исследований будет осуществляться вертолётным транспортом. Продолжительность работы на скважине 75 суток. Геофизические работы на проектной скважине будут проводиться в весенне-летний период.

Каротажный материал в контрольно-интерпретационную партию (КИП) будет осуществляться по сети Internet или доставляться на носителях информации в офис предприятия в г. Томск с целью оценки качества материала и его обработки. Экспресс-обработка с выдачей необходимых материалов выполняется непосредственно на скважине персоналом партии.

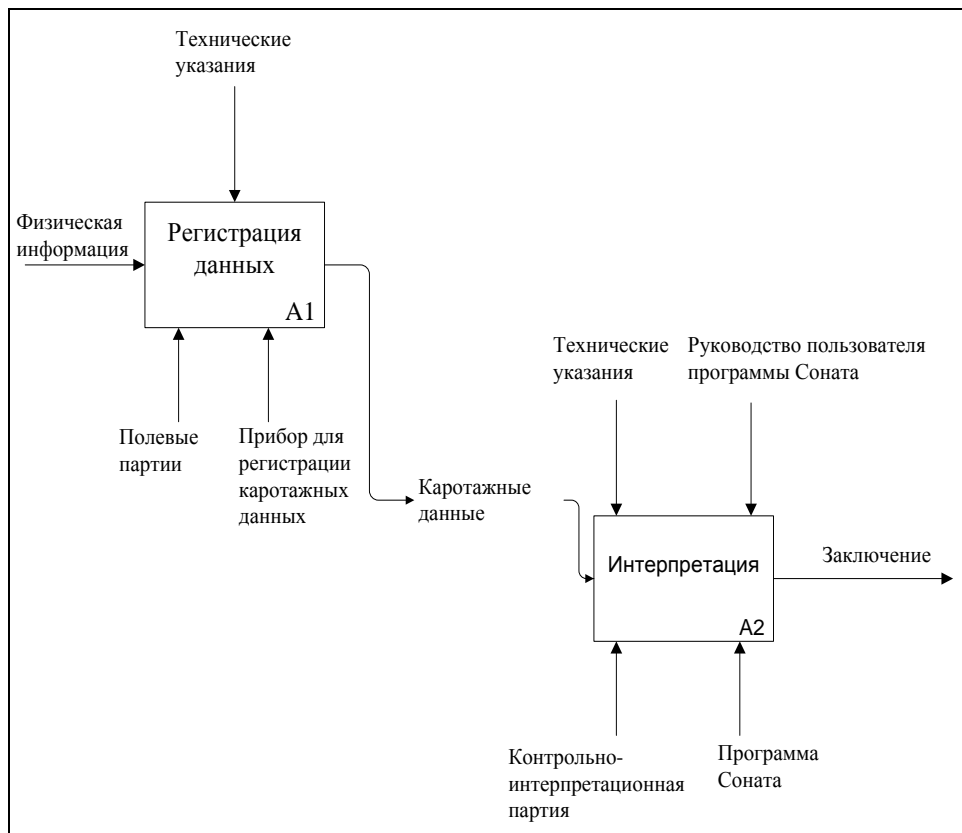


Рисунок 7.1 – Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»

7.1.1. Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл.7.4 – 7.5) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Ссылаясь на подытоженные показатели из таблицы 7.5 делаем вывод что общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 421 чел/час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 231 чел/час.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом представлено в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуж. бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (75 сут)
Номера времени	мин.	480	36000 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	4320 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	2880 чел-час

Таблица 7.4 – Расчёт затрат времени (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Единица измерения	Затраты времени, мин
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	3	мин/100м	20,4
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия (1:500)	м	680	3,7	мин/100м	25,16
Кавернометрия (1:200)	м	2100	3,7	мин/100м	77,7
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	1,4	мин/100м	0,476
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	1,4	мин/100м	1,47
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	1,18	мин/100м	1,6402
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	17	мин/опер	17
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	3	мин/100м	20,4
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	30	мин/100м	1260
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	1,3	мин/100м	72,28
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	87,5	мин/опер	175
Акустический каротаж (АК)	м	2100	10,8	мин/100м	226,8
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	52	мин/опер	52

Продолжение таблицы 7.4

Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	3	мин/100м	63
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	2100	3,3	мин/100м	69,3
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	4,1	мин/100м	86,1
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	39	мин/опер	39
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	8,1	мин/100м	170,1
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	1,18	мин/100м	32,804
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	39	мин/опер	39
ПЗР	Операция	1	112	мин/опер	112
Дежурство геофизической партии	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	50	1,9	чел.час/ км	95
Сумма на запись диаграмм, мин:					2315,06
Всего, мин:					4218,16

Таблица 7.5 – Расчёт затрат труда (одна скважина)

Вид работ	Объём работ		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР (инженерно-технический работник)		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Затраты труда, чел/час
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,22	чел/час на 100 м	1,496	0,15	чел/час на 100 м	1,02
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,22	чел/час на 100 м	4,62	0,15	чел/час на 100 м	3,15
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	2,94	чел/час	2,94	1,96	чел/час	1,96
Инклинометрия (1:500) тчк через 25м	тчк	34	0,084	чел/час на 100 м	0,02856	0,056	чел/час на 100 м	0,01904
Инклинометрия (1:200) тчк через 25м	тчк	105	0,084	чел/час на 100 м	0,0882	0,056	чел/час на 100 м	0,0588
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,07	чел/час на 100 м	0,0973	0,05	чел/час на 100 м	0,0695
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	1,02	чел/час	1,02	0,68	чел/час	0,68
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,18	чел/час на 100 м	1,224	0,12	чел/час на 100 м	0,816

Продолжение таблицы 7.5

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	1,8	чел/час на 100 м	75,6	1,2	чел/час на 100 м	50,4
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,08	чел/час на 100 м	4,448	0,05	чел/час на 100 м	2,78
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	5,25	чел/час	10,5	3,5	чел/час	7
Акустический каротаж (АК)	м	2100	0,65	чел/час на 100 м	13,65	0,43	чел/час на 100 м	9,03
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	2,16
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,07	чел/час на 100 м	1,47	0,05	чел/час на 100 м	1,05
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,18	чел/час на 100 м	3,78	0,12	чел/час на 100 м	2,52
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39

Продолжение таблицы 7.5

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,13	чел/час на 100 м	2,73
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,2	чел/час на 100 м	4,2	0,14	чел/час на 100 м	2,94
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	0,49	чел/час на 100 м	10,29	0,32	чел/час на 100 м	6,72
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,07	чел/час на 100 м	1,946	0,05	чел/час на 100 м	1,39
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56
ПЗР	Операция	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Дежурство геофизической партии	парт-ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/парт ч	28,8
Проезд	км	50	0,114	чел/час на км	5,7	0,076	чел/час на км	3,8
Запись диаграмм, чел/час:					174,67076			115,4438
Всего, чел/час:					230,29076			153,3398

7.1.2 Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ будем производить базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ – 98 [16]. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 7.6 - Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы, руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	65,55	445,74
Спуск или подъем без замера	м	680	27,11	184,348
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Операция	1	806,51	806,51 Р
Кавернометрия (1:500)	м	680	57,11	388,348
Кавернометрия (1:200)	м	2100	57,11	1199,31
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,70	547,66
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	705,82	705,82 Р
Инклинометрия (1:500) тчк через 20м	тчк	34	20,46	6,9564
Инклинометрия (1:200) тчк через 20м	тчк	105	20,46	21,483
Спуск или подъем без замера	м	2780	19,43	540,154
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00 Р
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	65,55	445,74
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51 Р
Радиоактивный каротаж (ГК+НГК)	м	4200	1199,77	50390,34
Спуск или подъем без замера	м	5560	54,08	3006,848
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	3454,42	6908,84 Р
Акустический каротаж (АК)	м	2100	331,50	6961,5
Спуск или подъем без замера	м	2780	38,17	1061,126
Вспомогательные работы при АК	Операция	1	1622,80	1622,80 Р
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при КС	Операция	1	806,51	806,51 Р
боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	65,55	1376,55
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658

Продолжение таблицы 7.6

Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51 Р
Боковой каротаж (БК)	м	2100	71,88	1509,48
Спуск или подъем без замера	м	2780	27,11	753,658
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51 Р
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	104,15	2187,15
Спуск или подъем без замера	м	2780	31,53	876,534
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	952,71	952,71
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МК	Операция	1	634,87	634,87
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	137,61	2889,81
Спуск или подъем без замера	м	2780	21,92	609,376
Вспомогательные работы при МБК	Операция	1	634,87	634,87
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
Всего, руб. :				176024,85

Итого стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 352049,7 руб.

ГСМ при переезде и работе. Согласно МУ ГИС – 98 [16] норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$N_{\text{ГСМ,км}}(i,j) = \text{ПОСН}_{\text{км}}(i,j) \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100}, \quad (7.1)$$

где i – автомобиль, j – группы дорог, $C_{\text{ГСМ}}$ - стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 - коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 7.7 Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел, $K=1,09$)

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по Томской области) 49,70 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега $N_{ГСМ, км} = 34,69$ руб. С учётом дороги длиной 50 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 1734,5 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 7.8). Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 41719,53 руб.

Таблица 7.8 - Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом согласно МУ ГИС – 98

Вид работ	Объём работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Стандартный каротаж (1:500)	м	680	0,72	4,896	243,33
Спуск или подъем без замера	м	2780	0,283	7,867	391,01
Кавернометрия (1:500)	м	680	0,887	6,032	299,77
Кавернометрия (1:200)	м	2100	0,887	18,627	925,76
Спуск или подъем без замера (КВ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Инклинометрия (1:500) тчк через 20 м	тчк	34	0,336	0,114	5,68
Инклинометрия (1:200) тчк через 20 м	тчк	105	0,336	0,353	17,53
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	139	0,283	0,393	19,55
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:200)	м	680	0,72	4,896	243,33
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) (1:500)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	4200	7,195	302,190	15018,84
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5560	0,312	17,347	862,16

Продолжение таблицы 7.8

Акустический каротаж (АК)	м	2100	2,59	54,390	2703,18
Спуск или подъем без замера (АК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Каротаж сопротивления (КС)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (КС)	м	2100	0,283	5,943	295,37
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2100	0,72	15,120	751,46
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Боковой каротаж (БК)	м	2100	0,791	16,611	825,57
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Индукционный каротаж (ИК)	м	2100	0,983	20,643	1025,96
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Микробоковой каротаж (МБК)	м	2100	1,943	40,803	2027,91
Спуск или подъем без замера (МБК)	м	2780	0,283	7,867	391,01
Дежурство геоф. партии на скважине (по обслуж. бурящихся скважин)	парт-ч	12	12,86	154,320	7669,70
Всего, руб:					39985,03

7.1.3. Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 7.9). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 7.9 – Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий [16]

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премияльные, %	Итого с учётом премии, руб
Начальник партии	9000	1,8	1,5	29700	80	53460
Геофизик	8200	1,8	1,5	27060	80	48708
Техник геофизик	6300	1,8	1,5	20790	80	37422
Каротажник	6300	1,8	1,5	20790	80	37422

Продолжение таблицы 7.9

Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,8	1,5	18810	80	33858
Итого, руб.:				117150		210870

Отчисления от суммы основной и дополнительной зарплаты ($K_{отч,ф}$):

- в фонд социального страхования;
- в пенсионный фонд;
- на обязательное медицинское страхование.

Поиск и разведка месторождений нефти и газа геофизическими методами из классификации отраслей (подотраслей) по классам профессионального риска относится к 11 классу (Код по ОКОНХ 85120) [19]. От класса риска зависят страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (взносы НС и ПЗ).

Таблица 7.10 – Отчисления в фонды

Вид взноса	Процентная ставка, %
Обязательное пенсионное страхование (ОПС)	22
Взносы на оплату пособий по временной нетрудоспособности или по материнству (ВНиМ)	2,9
Обязательное медицинское страхование (ОМС)	5,1
Взносы НС и ПЗ (11 класс)	1,2
Всего, %	31,2

Исходя из всех видов отчислений заработная плата рабочих выглядит следующим образом (Табл. 7.11):

Таблица 7.11 – Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Заработок с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Заработок с учётом премии, руб	Премияльный заработок с учётом взносов, руб
Начальник партии	9000	29700	20433,6	53460	20433,6
Геофизик	8200	27060	18617,3	48708	18617,3
Техник геофизик	6300	20790	14303,5	37422	14303,5
Каротажник	6300	20790	14303,5	37422	14303,5

Продолжение таблицы 7.11

Машинист подъемника каротажной станции	5700	18810	12941,3	33858	12941,3
Всего, руб.:			80599,2		145078,56

7.1.4 Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 7.9).

Таблица 7.9 – Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Заработная плата партии (с учётом коэф., премий и отчислений), руб	145078,56
Горюче-смазочные материалы	41719,53
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб:	227662,47

В нашем случае расходы на приобретение оборудования (Табл.7.1) не включены в себестоимость работ, т.к. оно имелось в организации.

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 227662,47 руб. без НДС. Цена исследования – 352049,7 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле [19]:

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T}, \quad (7.2)$$

где P_{Π} – рентабельность продаж; C_T – цена исследования; C_C – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте $K=1$ к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет $0,35 = 35\%$.

В итоге мы получили положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов опуститься в цене, чтобы выполнить данный объем работ.

ВЫВОД ПО ГЛАВЕ

В ходе проведенных расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент удорожания на исследования к справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49» [18], «МУ ГИС-98 [16]. В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, внедрение нового масштабного программного обеспечения, который может выполнять комплексный анализ работ.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одной из главных задач предприятия является обеспечение безопасности жизни и здоровья рабочих в процессе выполнения трудовой деятельности.

Данная работа направлена на проектирование скважины комплексом геофизических методов для определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Двуреченском месторождении углеводородов, а именно определение коэффициента пористости, глинистости, характера насыщения.

Недропользователем месторождения является компания АО «Томскнефть» ВНК.

Двуреченское нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области в 50 км на юго-запад от пос. Новый Васюган, где имеется аэропорт местного значения и узел связи.

Площадь месторождения представляет собой заболоченную и слабовсхолмленную равнину с а.о. 100-125 м.

Климат района резко континентальный. Зима суровая, продолжительная (средняя температура января $-19-21$ °С, минимальные достигают -50 °С), лето теплое, короткое (средняя температура июля $+17-18$ °С, максимальные значения достигают $+35$ °С). Геофизические работы будут проводиться на данном участке вахтовым методом в весенне-летний период (апрель-июнь). Проектом предусматриваются следующие работы:

- геофизические работы на скважине;
- камеральные работы.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы будут проводиться в соответствии со следующими законами и правилами:

- Закон об охране труда в Томской области [20];
- Трудовой кодекс Российской Федерации [21];

– Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах [22].

Охрана труда:

– Согласно статье 217 ТК РФ «Служба охраны труда в организации», с целью осуществления контроля создается специальная служба по охране, в которой имеется специалист в данной области с необходимой подготовкой и опытом. В соответствии с трудовым законодательством ответственность за организацию работ по охране труда несёт руководитель организации, который обязан провести инструктаж или в его отсутствие — главный инженер.

– Согласно статье 218 ТК РФ «Комитеты (комиссии) по охране труда» организуются по предложению работодателя или/и работников комиссии с целью предупреждения любого травматизма на производстве, заболевания. Комитеты должны проводить проверки условий охраны труда на рабочем месте.

Оплата труда работников

– Согласно ТК РФ статье 147 «Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда», заработная плата устанавливается в повышенном размере. Конкретные размеры повышения оплаты труда устанавливаются работодателем. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и или опасными условиями труда, составляет 4% оклада, установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

– В статье 168.1 ТК РФ [24] говорится о том, что работодатель возмещает расходы работникам, которые осуществляют работу в полевых условиях, такие как: расходы по проезду, по найму жилого помещения; дополнительные расходы; иные расходы. Трудовым договором устанавливаются размеры по возмещению расходов.

– Работодатель обязан (бесплатно) снабдить работника спецодеждой, обувью и необходимой индивидуальной защитой, а также их

хранение, стирку, сушку, ремонт и замену (ТК РФ статья 221 «Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты»).

Условия труда (вахтовым методом):

Согласно статье 301 ТК РФ «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»:

– Продолжительность вахты не должна превышать больше одного месяца. При увеличении продолжительности вахты (до 3-х месяцев) работодатель обязан учесть мнение профсоюзной организации.

– Работа выполняется по сменам, продолжительность которой не более 12 часов. Время работы (начало и конец), вид смены (дневная, вечерняя, ночная) и её продолжительность, перерывы отдыха и питания в течении смены зависят от графика сменности.

– Продолжительность перерывов не входит в рабочее время и не оплачивается. Для отдыха продолжительность перерыва составляет не более 2-х часов, перерывы питания не менее 30 минут. Включаемые в рабочее время специальные перерывы предоставляются рабочим, которые совершают работу на открытом воздухе или закрытых необогреваемых помещениях,

– Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

8.2 Производственная безопасность

В процессе своей жизненной активности человек подвергается влиянию всевозможных угроз, под которыми как правило понимают явления, процессы, объекты, способные в конкретных условиях нанести ущерб здоровью человека, который в свою очередь может вызывать нежелательные последствия. Особенно человек подвержен опасностям и несчастным случаям непосредственно в своей производственной среде.

Производственный фактор является вредным в если он оказывает негативное воздействие на здоровье человека, вызывая при этом заболевания или снижая работоспособность сотрудника. Последствием вредного фактора

является опасный производственный фактор, который приводит к резкому ухудшению здоровья, появлению острого заболевания или даже смерти человека (ГОСТ 12.0.003-2015) [24].

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются на: физические, химические, биологические и психофизиологические (Рис. 8.1).



Рисунок 8.1 – Классификация вредных и опасных производственных факторов, согласно ГОСТ 12.0.003 [24]

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камеральные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 [25] СанПиН 2.2.4.548-96 [26] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [27]
2. Превышение уровня шума	+		ГОСТ 12.1.003-2014 [28] ГОСТ 12.1.029-80 [29] ГОСТ 12.4.051-87 [30] СанПиН 2.2.4.3359-16 [31] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [32]
3. Отсутствие или недостаток естественного света		+	ГОСТ 24940-2016 [33] СНиП 23-05-95* [34]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [35]

Продолжение таблицы 8.1

5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 [36] ГОСТ 12.2.003-91 [37] ГОСТ 12.1.038-82 [38] ГОСТ 12.1.002-84 [39]
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		ГОСТ 12.2.062-81 [40] ГОСТ 12.2.003-91 [41]
7. Пожароопасность	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 [42]

8.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Вредные производственные факторы приводят к хроническим или острым заболеваниям (отравления, поражения участков тела и т.п.) или травмам за счет кратковременного относительно высокоинтенсивного воздействия.

~ Полевой этап ~

1) Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе. По физическим параметрам микроклимат характеризуется температурой, влажностью, подвижностью воздуха, инфракрасным излучением (ГОСТ 12.1.005-88) [25], в совокупности, которые влияют на тепловое состояние организма человека.

Источник возникновения фактора. Климатические показания – средняя температура января минус 19-21°C, минимальные достигают -50°C), лето теплое, короткое (средняя температура июля плюс 17-18°C, максимальные значения достигают +35 °C); среднегодовая скорость ветра 3,6 м/с; в среднем за год выпадает 578 мм осадков.

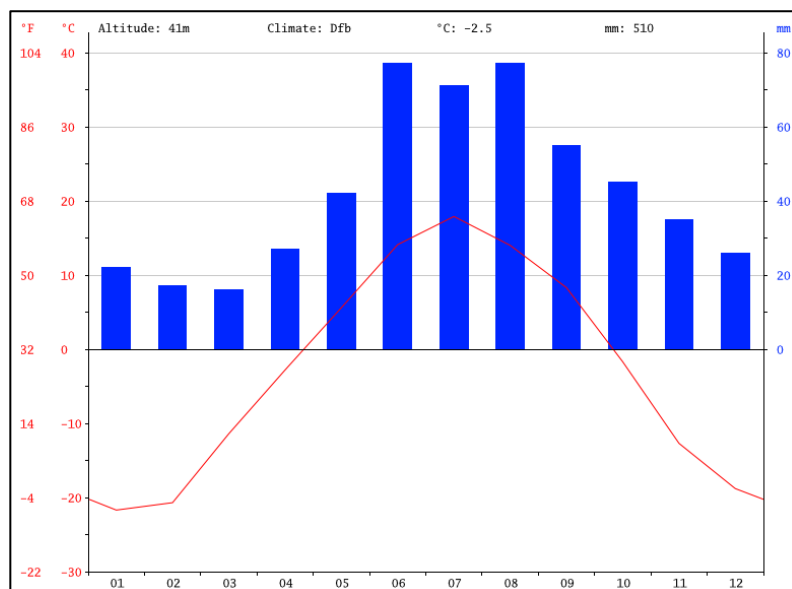


Рисунок 8.2 – Климатический график

Воздействие фактора на организм человека. Резкие колебания температуры способны нанести вред организму. В зимний период работ организм подвержен переохлаждению, что способствует развитию простудных заболеваний такие как ОРВИ и ГРИПП, а также обморожению или постоянному ознобу.

Нашим проектом предусмотрены геофизические работы в весеннее - летний период. В этом случае при высоких температурах возникает перегрев организма, обезвоживание, т.к. терморегуляция ослаблена.

Средства защиты. При проведении работ в жаркие дни для предотвращения перегрева нужно работать в головных уборах, и иметь при себе питьевую воду и полевую аптечку первой помощи, а также во время отдыха использовать навесы или палатки. Для защиты от мошки и комаров используют спецодежду, москитные сетки, а также различные аэрозоли и мази. В зимнее время года работать нужно в теплой одежде с перерывами в работе для обогрева. На участке должны быть обустроены помещения для обогрева работающих.

Допустимые нормы. На территории Томской области установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе:

- без ветра -36 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с – -35°С;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с – -34°С;
- при скорости ветра свыше 10 м/с – -32°С.

Рабочий день при температуре от -30 до -40°С сокращается на 1 час, включая время перерывов для обогрева в счет рабочего времени. При температуре от -25° до -40°С работающим на холоде предоставлять возможность обогрева с перерывом на 10 минут через каждый час работы, включая перерыв в счет рабочего времени.

2) Превышение уровня шума. Шум – нежелательный для человеческого слуха звук, который негативно влияет на нервную систему и оказывает негативное влияние на физическое и психическое здоровье. Уровень шума принято измерять в децибелах (Дб).

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине источниками шума являются:

- вращение барабана лебедки при спускоподъемных операциях (СПО);
- каротажные приборы;
- работа бурильной установки,
- дизельная спецтехника.

Воздействие фактора на организм человека. Причина возникновения заболеваний нервной системы — это длительное воздействие шума, уровень которого 68–92 дБ. Постоянное влияние шума негативно действует на вегетативную и центральную нервную системы. Вегетативной реакцией организма является сужение капилляров, что приводит к возникновению нарушения периферического кровообращения. Повышение артериального давления связано с превышением уровня шума больше 84–88 дБ.

Если на человека постоянно влияет негативный шум, то это способствует замедлению зрительно-моторных реакций, наблюдаются сильные головные боли, недомогание, раздражительность, головокружение и

тошнота; при уровне 110 дБ и больше снижается слух, что может вызвать полную глухоту. Шум также является гормонами стресса (кортизон, адреналин и норадреналин).

Если высокий уровень шума долгое время воздействует на человека, то у него может возникнуть шумовая болезнь, которая сопровождается болями и звоном в ушах, сильными головными болями, высоким уровнем утомляемости, отсутствием аппетита.

Допустимые нормы. В соответствии с требованиями СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [32] установлены нормы шума и вибрации (Табл. 8.2).

Таблица 8.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [32]

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
Выполнение всех видов работ на рабочих местах	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

*Примечание: Измерение шума и ограничения максимально допустимой громкости обычно делают с коррекцией А (обозначение — дБА)

Способы защиты: средства и методы защиты от шума делятся на:

- средства и методы коллективной защиты (уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; рациональное размещение оборудования; устройства от повышенного уровня вибрации (оградительные; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления);
- средства индивидуальной защиты (противошумные наушники, специальная обувь, стельки (вкладыши), наколенники, рукавицы, перчатки, полуперчатки, наладонники).

Не реже чем один раз в год проводится контроль уровней шума на рабочих местах.

~ Камеральный этап ~

1) Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Источник возникновения фактора. При камеральных работах микроклимат помещений определяется такими параметрами как температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Источники теплоты больше всего воздействуют на микроклимат где есть электронно-вычислительные машины и осветительные приборы. Повышение температуры и снижение относительной влажности в помещении происходит в следствии того что около 80% суммарных выделение приходится на ЭВМ.

Допустимые нормы. В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 [26] должны соблюдаться определенные параметры микроклимата (Табл.8.3).

Таблица 8.3 – Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений по СанПиН 2.2.4.548-96 [26]

Период года	Категория	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Способы защиты. Единственный способ нормализовать воздухообмен в помещениях, компенсировать избыток тепла, поступающий из-за

работающего оборудования, а также снизить влажность и температуру до нормального уровня это производственная вентиляция. Чтобы работа вентиляции оказалась эффективна необходимо чтобы на стадии её проектирования соблюдались санитарно-гигиенические и технические требования.

2) Отсутствие или недостаток естественного света. Помещения должны иметь как естественное, так и искусственное освещение.

Источник возникновения фактора. В помещениях недостаток освещённости вызывает одностороннее естественное боковое освещение.

Воздействие фактора на организм человека. Отсутствие дневного солнечного света и постоянное нахождение в полутемном или освещаемом только электрическим образом помещении приводит к многочисленным расстройствам и заболеваниям, в числе которых:

- Падение иммунитета;
- Заболевания органов зрения;
- Депрессивное психологическое состояние;
- Болезни сердечно-сосудистой и нервной систем;
- Нарушенные биоритмы организма.

Допустимые нормы. Чем выше разряд работы, тем больше минимально допустимое значение КЕО: для I разряда работы (наивысшей точности) при боковом естественном освещении нижний предел $КЕО_{\min} = 2 \%$, верхний $КЕО_{\max} = 6 \%$; для III разряда работы (высокой точности) $КЕО_{\min} = 1,2 \%$, $КЕО_{\max} = 3 \%$.

Способы защиты. Чтобы снизить недостаточного воздействия света на рабочих местах применяются следующие способы:

- защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые, а от 25% до 75% - как вредные;
- профилактическое ультрафиолетовое (УФ) облучение работников;

- использованием светлых отделочных материалов помещений;
- расположение рабочих мест с достаточным естественным освещением;
- чистые стекла.

3) Недостаточная освещенность рабочей зоны. Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95*[34].

Допустимые нормы. Нормы освещенности зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем. При этом освещенность, создаваемая светильниками общего освещения, должна не менее 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк. Нормы естественного и искусственного освещения (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [35]) приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Допустимые нормы естественного и искусственного освещения [35]

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В – при верхнем или комбинированном освещении, при боковом освещении)	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	от общего	
Конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения								
1. Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Проектные залы и комнаты конструкторские, чертежные бюро	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500

Способы защиты. Для ограничения неблагоприятного действия пульсирующих световых потоков газоразрядных ламп установлены предельные значения коэффициентов пульсации освещенности рабочих мест

в пределах 10-20% в зависимости от разряда зрительной работы. Для обеспечения нормируемых показателей освещенности проводят чистку стекол, оконных рам и светильников, проводят замену перегоревших ламп 2 раза в год.

Опасные производственные факторы (ОПФ) – факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

~ Полевой этап ~

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи. Согласно ГОСТ 12.1.019 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования» [36].

Источник возникновения фактора. Электрический ток представляет большую угрозу при работе на геофизической станции, связанной с:

- обнажёнными электрическими проводами (обнажённые жилы, неисправная изоляция, отсутствия заземления);
- электрическими машинами, включающие блок питания, подъемник, электроприводы вспомогательных устройств, обогревательных элементов, работающих от электричества;
- сварочные работы при ремонте оборудования;
- электрический ток при грозе;
- работа в сырую погоду без средств защиты.

Способы защиты. Токоведущие части аппаратуры должны быть изолированы кожухами и другими ограждениями, или находиться на высоте с функцией автоматического отключения и блокирования. Для защиты от прямых ударов молний применяются молниеотводы.

Рабочие должны быть обеспечены индивидуальной защитой такой как спецодежда, резиновая обувь и диэлектрические резиновые перчатки.

2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Источник возникновения фактора. При геофизических работах на скважине постоянно используются движущиеся механизмы, такие как разного рода спускоподъемные операции (СПО), погрузо-разгрузочные работы геофизической аппаратуры.

Воздействие фактора на организм человека. При халатном обращении с приборами возникает высокая вероятность получить различного рода ушибы, травмы, возможен летальный исход.

Допустимые нормы. Возможность использовать геофизическую аппаратуру имеют лица прошедшие определённую подготовку и инструктаж, это подтверждается соответствующими документами. Производимые операции по СПО выполняются под наблюдением специалиста. В тёмное время суток все объекты должны быть освещены согласно действующим нормам («Правила безопасности при геологоразведочных работах» ПБ 08-37-2005).

Способы защиты. Своевременно необходимо проводить диагностику аппаратуры с выявлением неисправности, вовремя производить ремонт. В участках опасных зон устанавливаются ограждения, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются инструкции и плакаты по технике безопасности.

3) Анализ пожароопасности описан в разделе «Безопасность в чрезвычайных ситуациях».

~ Камеральный этап ~

1) Повышенное значение напряжения в электрической цепи.

Помещения где проходит камеральный этап геофизических работ считаются объектами без повышенной опасности поражения людей электрическим током, так как в помещениях отсутствуют токопроводящие полы – металлические, земляные, железобетонные, токопроводящая пыль, температура воздуха и влажность не превышают 35°C и 75% соответственно.

Источник возникновения фактора. Основным источником опасности в камеральных помещениях является неисправные электропроводка и электроприборы. Электрооборудование, работающее под напряжением 220В, является персональный компьютер, принтер, плоттер. Основными местами получения электрических травм являются места подключения электрооборудования в сеть.

Способы защиты. Систематическая проверка за качеством изоляции проводов; защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения; зануление; автоматическое отключение; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

8.1.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

В каротажной лаборатории инженер-геофизик работает с комплексной геофизической станцией и компьютером. Регистрация исследований проводится с помощью геофизической каротажной станции семейства КЕДР-02.

Лаборатория комплексная геофизическая «Кедр-02» — базовая конфигурация из пяти блоков, размещенных в стойке габаритов 466×281×802. Общая масса 54 кг. Лаборатория монтируется в подъемнике или кунге. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство. Управление лабораториями семейства осуществляется через 10 Мбит/с интерфейс стандарта Ethernet, с внешнего компьютера, на компьютере же сохраняются зарегистрированные данные.

Состав геофизической комплексной лаборатории «Кедр-02»:

– Блок геофизический (БГФ). Обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора и работу системы измерения глубины

и скорости прибора. БГФ при помощи интерфейса стандарта Ethernet соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Кроме того, в БГФ находится источник управляющих напряжений (ИУН) с выходной мощностью 100 Вт. диапазоном выходного напряжения до 300 В и тока до 0,5 А. Этот источник обеспечивает формирование стабилизированного постоянного напряжения или тока.

– Блок коммутации (БК). Осуществляет необходимые коммутации между тремя жилами кабеля, двумя источниками питания и входами АЦП блока геофизического, а также формирует цифровые последовательности, необходимые для управления скважинными приборами.

– Плоттер (ПЛ02). Обеспечивает представление результатов измерений в виде каротажных диаграмм на термобумаге.

– Универсальный источник питания (УИП). Обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси (переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

Таблица 8.5 – Выходные параметры УИП

Параметры	Значения
Выходная мощность, Вт	300
Постоянное напряжение, В	-300...+300
Постоянный ток, мА	-1500...1500
Переменное напряжение, В	0...220
Переменный ток, мА	0...1000
Частота, Гц	12...511

– Источник бесперебойного питания (ИБП). Обеспечивает питание аппаратуры при сбоях питания. Емкости батареи достаточно, например, для работы прибора СРК-73 в течение 2 часов.

Согласно Профессиональному стандарту для работников в области каротажа скважин специалист должен пройти обучение и проверку знаний

норм и правил работы в электроустановках в объеме III группы по электробезопасности.

Для обеспечения устойчивой работы всех электротехнических приборов соответствующие выводы необходимо заземлить.

8.3 Экологическая безопасность

Геологоразведочные организации обязаны руководствоваться и соблюдать Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. и проводить соответствующие мероприятия, направленные на её сохранение.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах должны соблюдаться необходимые меры по предотвращению загрязнения окружающей среды такие как охрана недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, животного мира (Табл.8.6).

Таблица 8.6 – Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду

Окружающая среда	Вредное воздействие	Мероприятия по предотвращению
Земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. вывоз, уничтожение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
Водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, хлороторные)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин

Продолжение таблицы 8.6

Атмосфера	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	Нарушение мест обитания представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

За несоблюдение предписанных законов об охране окружающей среды следует уголовная, административная или дисциплинарная ответственность.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 [43] чрезвычайная ситуация – это обстановка в конкретном локальном месте, образовавшаяся в результате аварии, опасного природного явления, которые наносят вред здоровью людей (или смерть) и природной среде.

Пожар является самым распространённым опасным явлением. Чтобы предотвратить его возникновение на этапе проектирования важно грамотно разработать проектную документацию.

Система обеспечения пожарной безопасности: система предотвращения пожара, система противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Цель всех мероприятий довести эксплуатируемый объект к установленным нормативам:

- свести к минимуму вероятность возникновения пожара;
- достичь устойчивость конструкции к возникновению огня (огнестойкость, огнезащита, пути эвакуации);
- обеспечить оперативное пожаротушение.

Чтобы ликвидировать пожар применяют следующие средства тушения:

- огнетушащие вещества с учётом класса возгорания (вода, пена, порошок, аэрозоль – эти вещества заправляют в огнетушители, установки и аппараты);
- установки пожаротушения (система трубопроводов, модуль управления, датчики и установки выпуска пены);
- технические средства (извещатели, сигнализация);
- мобильные средства (пожарные автомобили, вертолёты закреплены за подразделениями пожарной охраны);
- первичные средства тушения (огнетушители, пожарные краны, асбестовые покрывала);
- подручные средства тушения (песок, одеяла, земля).

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

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [44]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В ходе написания была оценена практическая значимость полученных результатов раздела «Социальная ответственность».

В разделе были подробно описаны и разобраны:

- объект и цель проекта работ;
- права и обязанности работника;
- организационные вопросы по безопасности;
- производственная безопасность при выявленных вредных и опасных факторах при проведении исследований (Табл. 8.1);
- мероприятия на поддержание экологической безопасности (Табл. 8.6).

Проектируемые работы имеют отношение практически ко всем группам по безопасности: работы с электрическими установками, с горюче-смазочными материалами, взрывчатыми веществами, источниками ионизирующего излучения, высокотехнологичными приборами, требующими подтвержденной квалификации и точности в обращении.

Жизнь и здоровье человека является одной из главных задач предприятия. При выполнении работ любого характера человек в первую очередь должен руководствоваться инструкцией и соображениями здравого смысла.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассматривалось Двуреченское нефтяное месторождение, которое размещено на западе Каргасокского района в Томской области, на Моисеевском участке, на предмет проектирования скважины в которой будет проведен запроектированный комплекс ГИС.

Проведен детальный анализ и обзор информации по геологическому строению месторождения, геолого-геофизической изученности Двуреченского месторождения.

Выполненная работа по составлению проекта геофизических исследований скважин предоставляет дополнительную информацию о территории Двуреченского месторождения, которая в сумме с результатами прошлых лет позволит наиболее эффективно разрабатывать месторождение.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

Стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной партией с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ составила 393 769,23 рублей.

В качестве специального исследования представлен анализ, имеющийся в настоящее время автономный аппаратно-программный комплекс «Каскад-А» для геофизических исследований в горизонтальных скважинах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Зими́на Светлана Валерьевна. Влияние тектонического фактора на формирование трещинно-порового типа коллектора на примере горизонта Ю₁ Двуреченского месторождения нефти Томской области. // Диссертация кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2010.
- 2) Пересчёт запасов УВ Двуреченского месторождения. Собственник отчёта АО «Томскнефть» ВНК. – Стрежевой, Томск, 2018.
- 3) Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – Москва: Изд-во Недра, 1975. – 680 с.
- 4) Хромовских, Андрей Юрьевич. Основной механизм и факторы формирования верхнеюрских залежей углеводородов Каймысовского свода: Томская область. // Диссертация кандидата геолого-минералогических наук. – Томск 2014. – 125 с.
- 5) Коровин Михаил Олегович. Методика количественной оценки латеральной анизотропии фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на базе комплексного анализа геолого-геофизических данных. // Диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. – Томск, 2014.
- 6) Е.Д. Полумогина, А.В. Ежова, Н.М. Недоливко, Т.Г. Перевертайло, В.А. Резниченко. Особенности строения пласта Ю₁³ Западно-Моисеевского участка Двуреченского месторождения. – Томск, 2005.
- 7) РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - Минэнерго России, 07.05.2001 – 280 с.
- 8) Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения ОАО «Печоранефть». // Статья в журнале «Булатовские чтения». – Кубанский государственный технологический университет, 2018.

- 9) Выделение поровых пластов-коллекторов, разделение их по характеру насыщения и определение эффективных и нефтегазонасыщенных толщин. [Электронный ресурс]: <https://niitek.ru/post/chto-takoe-kollektor-nekollektor/>.
- 10) Определение массовой глинистости, пористости и минерального состава пород. [Электронный ресурс]: https://studbooks.net/1770660/geografiya/opredelenie_massovoy_glinistosti_poristosti_mineralnogo_sostava_porod.
- 11) Закревский К.Е. Геологическое моделирование горизонта Ю₁ Томской области. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. – 154 с.
- 12) Паровинчак, Константин Михайлович. Обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области // Тема диссертации и автореферата по ВАК РФ 25.00.16, кандидат геолого-минералогических наук. – Томск, 2013.
- 13) Р.Т. Хаматдинов, В.А. Пантюхин, Д.В. Белоконь, В.М. Теленков. Технология производства ГИС горизонтальных скважин аппаратурно-программным комплексом Каскад-А. // Статья в журнале «Каротажник» // – Тверь.: Изд-во Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, 2015.
- 14) Приборы автономные и оборудование для геофизических исследований на буровом инструменте. [Электронный ресурс]: <https://docplayer.ru/79014313-B-pribory-avtonomnye-i-oborudovanie-dlya-geofizicheskikh-issledovaniy-na-burovom-instrumente.html>.
- 15) Хаматдинов Р.Т., Теленков В.М. Комплекс автономной аппаратуры Каскад-А по определению фильтрационно-емкостных свойств пород в горизонтальных скважинах. // Статья в журнале «Каротажник» // – Тверь.: Изд-во Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах, 2016.

- 16) Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ Министерство природных ресурсов РФ (07.05.1998).
- 17) Сборник единичных районных расценок ОАО "Газпром" на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ "ЕРР-Газпром" Москва, 2000.
- 18) Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49, утв. Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО «Газпром» 05.98.
- 19) Общесоюзный классификатор отрасли народного хозяйства (ОКОНХ). Утв. Госкомстатом СССР, Госпланом СССР, Госстандартом СССР 01.01.76. (Ред. от 15.02.2000).
- 20) Шульцев А.Н., Бескаравайный Г.Н. Особенности ценообразования в промышленной геофизике на примере ОАО Башнефтегеофизика». Изд-во: журнал «Нефтегазовое дело» – 2015.
- 21) Закон Томской области от 09.07.2003 № 83 – ОЗ «Об охране труда в Томской области».
- 22) «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
- 23) «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», согласованные с Госгортехнадзором России 15.11.99.г., утвержденные совместным приказом МПР РФ и Минтопэнерго РФ от 28.12.99 г. № 445/323.
- 24) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. От 09 июня 2016 года №12.0.003-2015.
- 25) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. От 29 сентября 1988 года №12.1.005-88.

- 26) СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. От 01 октября 1996 года №2.2.4.548-96.
- 27) СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. От 03 июня 2003 года №2.2.2/2.4.1340-03.
- 28) ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). От 29 декабря 2014 года №12.1.003-2014.
- 29) ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. От 31 октября 1980 года №12.1.029-80.
- 30) ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний ГОСТ. От 29 октября 1987 года №12.4.051-87.
- 31) СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. От 21 июня 2016 года №2.2.4.3359-16.
- 32) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. От 31 октября 1996 года №2.2.4/2.1.8.562-96.
- 33) ГОСТ 24940-2016 Здания и сооружения. Методы измерения освещенности. От 20 октября 2016 года №24940-2016.
- 34) СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1). От 02 августа 1995 года.
- 35) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. От 8 апреля 2003 года N 34.

- 36) ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. От 17 июля 1979 г. N 2582.
- 37) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91.
- 38) ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). От 30 июля 1982 года №12.1.038-82.
- 39) ГОСТ 12.1.002-84 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. От 05 декабря 1984 года №12.1.002-84.
- 40) ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1) От 30 октября 1981 года №12.2.062-81.
- 41) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. От 06 июня 1991 года №12.2.003-91
- 42) ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). От 14 июня 1991 года №12.1.004-91.
- 43) ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. От 12 сентября 2016 года №22.0.02-2016.
- 44) НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. От 18 июня 2003 года №105-03.

