

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
«Комплекс геофизических исследований в горизонтальной скважине с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Даненберговского нефтяного месторождения (Томская область)»

УДК 553.982:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колесников Натан Константинович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилова А.С.	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В.А.	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший 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
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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В. В.
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Колесников Натан Константинович

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований в горизонтальной скважине с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Даненберговского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-49/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования 2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Специальное исследование 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Схема геолого-геофизической изученности ЛУ №56 3. Стратиграфическая колонка Томской области 4. Фрагмент «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, 1981г.) 5. Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла 6. Осложнение волновой картины в зонах развития кулисообразных тектонических дислокаций на архивном временном разрезе МОГТ 2Д по профилю А040114. Даненберговское месторождение 7. Сопоставление синтетической трассы, рассчитанной по данным АК в скв. Даненберговской 5Р с фрагментом реального временного разреза по профилю 850230 8. Изменение средних и интервальных скоростей пробега продольной волны с глубиной по данным СК в скважине Даненберговской № 7Р 9. Каротажная сборка в скважине 7П 10. Структурная карта отражающего горизонта III (кровля кошайской пачки алымской свиты) Даненберговского месторождения.
--	--

Консультант по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина В.А., доцент, к.э.н
Социальная ответственность	Гуляев М.В., старший преподаватель

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Учена степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колесников Натан Константинович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Колесников Натан Константинович

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами по городу Нижневартовск.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	норма амортизации 14,29%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговая ставка на прибыль – 20 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Определение затрат на проектирование
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i>
2. <i>Сегментирование рынка</i>
3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
4. <i>Диаграмма FAST</i>
5. <i>Матрица SWOT</i>
6. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
7. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>
8. <i>Потенциальные риски</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В. А.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колесников Натан Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Колесников Натан Константинович

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

Тема ВКР: Комплекс геофизических исследований в горизонтальной скважине с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Даненберговского нефтяного месторождения (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования — это кустовая площадка, находящаяся на Даненберговском месторождении. На кустовой площадке, состоящей из нескольких групп скважин будут выполняться работы по строительству эксплуатационной скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства ;-организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Полевой этап привязан к скважине, расположенной на Даненберговском месторождении.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: Полевой этап: -Недостаток искусственного освещения рабочей зоны; -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; -Производственные факторы, связанные с электрическим током; -Пожаровзрывоопасность на объектах.
3. Экологическая безопасность:	-Анализ воздействия объекта на атмосферу; -Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	-Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; -Выбор наиболее типичной ЧС; -Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; -Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колесников Натан Константинович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 70 страниц, 24 рисунка, 7 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, интерпретация ГИС, Даненбергское нефтяное месторождение, Томская область, телеметрия.

Объектом исследования является проектная скважина, на Даненбергском месторождении.

Цель работы состоит в проектировании геофизических исследований в процессе бурения для проектной скважины на Даненбергском месторождении для определения коллекторских свойств пласта A_5^4 .

На основании геолого-геофизической изученности месторождения построена физико-геологическая модель, заложена проектная скважина, для нее разработан и обоснован проводимый комплекс геофизических методов в процессе бурения, необходимый для решения поставленных геологических задач.

В процессе исследования проводилось обоснование методов ГИС в проектной скважине для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определения характера насыщения пластов-коллекторов при строительстве скважины. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения. Выбрана аппаратура для проведения запроктированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений и интерпретации полученных результатов.

Рассчитана стоимость ресурсов данного научного исследования по строительству скважины на территории Даненбергского месторождения.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

ESSAY

Final qualifying work includes 70 pages, 24 figures, 7 tables, 18 sources.

Key words: well logging, well logging interpretation, Danenbergovskoye oil field, Tomsk region, telemetry.

The object of the study is a design well at the Danenbergovskoye field.

The purpose of the work is to design geophysical surveys during drilling for a project well at the Danenbergovskoye field to determine the reservoir properties of the A₅⁴ formation.

On the basis of the geological and geophysical knowledge of the field, a physical and geological model was built, a design well was laid, a set of geophysical methods in the drilling process, which is necessary to solve the set geological problems, was developed and justified for it.

In the course of the study, the justification of well logging methods in the design well was carried out for lithological subdivision of the section, identification of reservoir layers, determination of reservoir properties (PRP) of reservoirs, determination of the saturation nature of reservoir layers during well construction. To substantiate the position of the design well, geological and geophysical information about the geological structure and the degree of exploration of the field were studied. The equipment for carrying out the planned geophysical surveys has been selected, the methods of measurement and interpretation of the results obtained have been considered.

The cost of the resources of this scientific study on the construction of a well on the territory of the Danenbergovskoye field has been calculated.

Based on the analysis of harmful and dangerous factors identified for geophysical work, the effect of these factors on the human body was determined and means of protection were proposed. Safety measures in emergency situations and environmental protection are considered.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УВ – углеводороды;

ВНК – водонефтяной контакт

Кп – коэффициент пористости;

Кн – коэффициент нефтенасыщенности;

Кпр – коэффициент проницаемости;

Кв – водонасыщенность;

Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;

Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности;

рп – удельное электрическое сопротивление;

рзп – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;

рс – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;

рвп – удельное сопротивление водоносного пласта;

рк – кажущееся удельное электрическое сопротивление;

электрическое сопротивление пластовой воды;

ГИС – геофизические исследования скважин

ВНК – водонефтяной контакт

БКЗ – боковое каротажное зондирование.

ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ГК — гамма-каротаж

ИК – индукционный каротаж

БК – боковой каротаж

МК – микрокаротаж

АК – акустический каротаж

ПС – метод самопроизвольной поляризации

КС – каротаж сопротивлений

ВЭМК – волновой электромагнитный каротаж

LWD – logging while drilling

MWD – measurement while drilling

Оглавление

Введение	12
1. Общие сведения об Даненберговском месторождении	13
1.1. Географо-экономический очерк	13
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....	13
2. Геолого-геофизическая характеристика Даненберговского месторождения	18
2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	18
2.2. Тектоника	25
2.3. Нефтегазоносность.....	27
2.4. Петрофизическая характеристика разреза	28
2.5. Сейсмологическая характеристика.....	29
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	34
4. Основные вопросы проектирования	37
4.1. Задачи геофизических исследований	37
4.2. Обоснование объекта исследований	37
4.3. Физико-геологическая модель	38
5. Методические работы.....	40
5.1. Методика проектных геофизических работ	40
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	40
6. Каротаж в процессе бурения (LWD)	44
6.1. Основы метода ГК.....	44
6.2. Основы волнового электромагнитного каротажа	45
6.3. Обмен данными в системе гидроимпульсной скважинной телеметрии.....	48
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
8. Социальная ответственность	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	70

ВВЕДЕНИЕ

Исследуемое месторождение находится в Юго-Восточной части Западно-Сибирской низменности на территории Томской области. Даненберговское месторождение было открыто в 2004 г. Продуктивными являются нижнемеловые отложения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований в процессе бурения для проектной скважины на Даненберговском месторождении для промышленного освоения пласта А₅⁴.

В работе изложены краткие сведения о геологическом строении месторождения, его геолого-геофизической изученности.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» необходимо подсчитать стоимость проектно-сметных работ.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо рассмотреть вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложить мероприятия по уменьшению их воздействия на человека. Необходимо так же предложить мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ДАНЕНБЕРГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Географо-экономический очерк

Даненберговское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Александровском районе Томской области в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, представляющей собой заболоченную аккумулятивную равнину с отметками рельефа от +35 до +80 м.

Большая часть участка покрыта болотами (70 %), часто глубина болот превышает 2 м, в связи с чем постоянная дорожная сеть на проектируемой территории отсутствует. Залесенность территории – 95 %. Высота деревьев достигает 20-25 м. Лес смешанный, преобладают береза, осина, кедр. Климат района – резко-континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Среднегодовая температура воздуха – 3,3 °С, средняя температура января – минус 9-21 °С, средняя температура июля – +17-18°С. Среднегодовое количество осадков – 450-500 мм, основная часть которых приходится на весенний и осенний периоды. Толщина снега на открытых участках достигает 1,5 м, на лесных участках мощность снежного покрова возрастает. Ледостав начинается в ноябре, ледоход – в мае. Промерзаемость грунта в среднем 1,1 м, болот – менее 0,5 м. Преобладающим направлением ветра зимой является юго-западное, южное, а летом – северо-западное, северное. [1]

Гидрографическая сеть представлена типично таежными реками и их протоками, впадающими в основную артерию района – реку Обь, расположенную в 16 км на северо-восток, а также озерами и болотами. По площади месторождения проходит река Мишкин Еган, согласно топографическому классификатору река и ручей шириной от 5 до 15 м.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды черталинской свиты верхнепалеогенового возраста, для технического – воды сеномана.

В 16 км на север от месторождения находится село Александровское, которое расположено фактически на берегу реки Обь (основной судоходной артерии региона), имеет аэропорт с грунтовой взлётно-посадочной полосой. [1]

В 55 км на северо-западе от района работ расположен город Стрежевой, который имеет круглогодичное автодорожное сообщение с месторождениями Каймысовской группы, вахтовыми поселками Вахского и Северного месторождений и селом Александровское. (Рисунок 1.1)

Буровые и основные строительные организации базируются в городе Стрежевом, так же в городе находится аэропорт с бетонным покрытием и речной вокзал. Имеется дорожная связь с г. Нижневартовском, в котором находится железнодорожный вокзал. Связь и снабжение с Даненберговским месторождением возможно осуществлять наземным транспортом (зимой – «зимник»), авиатранспортом, а также речным транспортом по реке Обь через с. Александровское. [2]

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерные геолого-геофизические исследования на территории Томской области начаты в конце 40-х - начале 50-х годов комплексом региональных работ, включающих аэромагнитную и гравиметрическую съемки, сейсмические исследования. Результаты этих работ в комплексе с данными опорного и параметрического бурения дали общее представление о геологическом строении области.

С начала 60-х годов прошлого века на территории области с целью изучения геологического строения и подготовки локальных структур под глубокое бурение

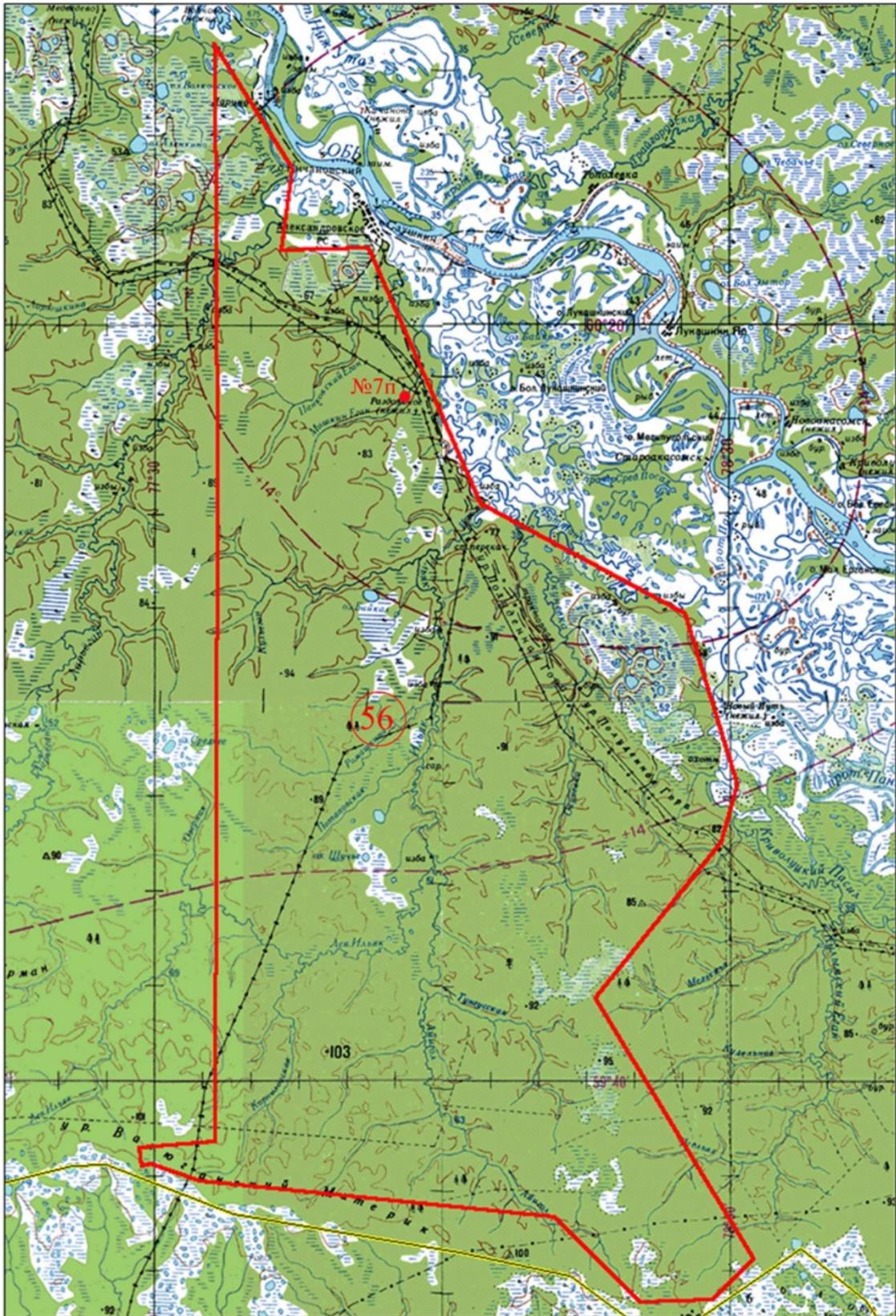
разворачиваются сейсморазведочные работы. Наибольшие объемы этих работ выполняются в пределах Александровского свода. К началу 70-х гг. с применением сейсмических исследований МОВ в районе работ были выявлены и подготовлены к глубокому бурению Назинское, Южно-Назинское, Западно-Назинское, Обское, Полуденное, Куль-Еганское локальные поднятия. [2]

Объект исследований – Южно-Александровское локальное поднятие было локализовано в результате сейсмических исследований, проведенных сейсморазведкой 21/69-70 СевГЭ ТГТ в зимний период 1969-1970гг. На основе этих же работ получены новые данные о строении юго-западного склона Александровского свода.

Начиная с 1974г. с целью улучшения прослеживаемости отражающих границ, увеличения глубинности изучения разрезов и решения более тонких задач сейсмические исследования проводятся с применением модификации многократного прослеживания отражений – метода общей глубинной точки (МОГТ). На протяжении последующих 15-20 лет с помощью МОГТ проводилось планомерное площадное изучение юго-западного склона Александровского свода с концентрацией работ, главным образом, на локальных структурах. Основной объем профилей отработан сейсморазведкой Томского геофизического треста. [4]

В зимний период 1985-86гг. сейсморазведкой 2,13/85-86 была детализирована и подготовлена к глубокому бурению Южно-Александровская структура.

В течение трех сезонов в 2002-2005 гг. на территории района сейсморазведочные работы МОГТ проводились ОАО «Самаранефтегеофизика». На основе анализа вновь полученных и архивных сейсмических материалов, данных глубокого бурения проведен анализ истории тектонического развития, дана оценка перспектив разных стратиграфических комплексов. В результате этих работ обновлены структурные построения на юго-западный склон Александровского свода, подготовлена к доразведке глубоким бурением Южно-Александровская структура. [4]



№7п Сквжина №7п Даненбергская,
 в которой проведено ВСП за отчетный период



Граница лицензионного участка
 №56 Куль-Еганский

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

По состоянию на декабрь 2009 г. в пределах исследуемой территории на лицензионном участке №56 средняя плотность сейсмических профилей достигла 1.33 км/км², пробурены 22 скважины на 7 объектах: 4 на Александровской площади, 3 – на Южно-Александровской, 2 – на Чапаевской, 6 – на Куль-Еганской, 3 – на Полуденной, 2 – на Ильяжской, 1 – на Айгольской, 1 – на Северо-Сутыгинской. [4]

Во всех пробуренных скважинах проведены каротажные работы различными методами и модификациями и испытания потенциально нефтегазоносных горизонтов.

По результатам бурения открыты: Полуденное, Чапаевское, Куль-Еганское, Даненбергское, Конторовичское месторождения нефти и Южно-Назинское газоконденсатное месторождение. [1]

Схема изученности сейсморазведочными работами МОГТ и глубоким бурением лицензионного участка №56 приведена на Рисунок 1.2.

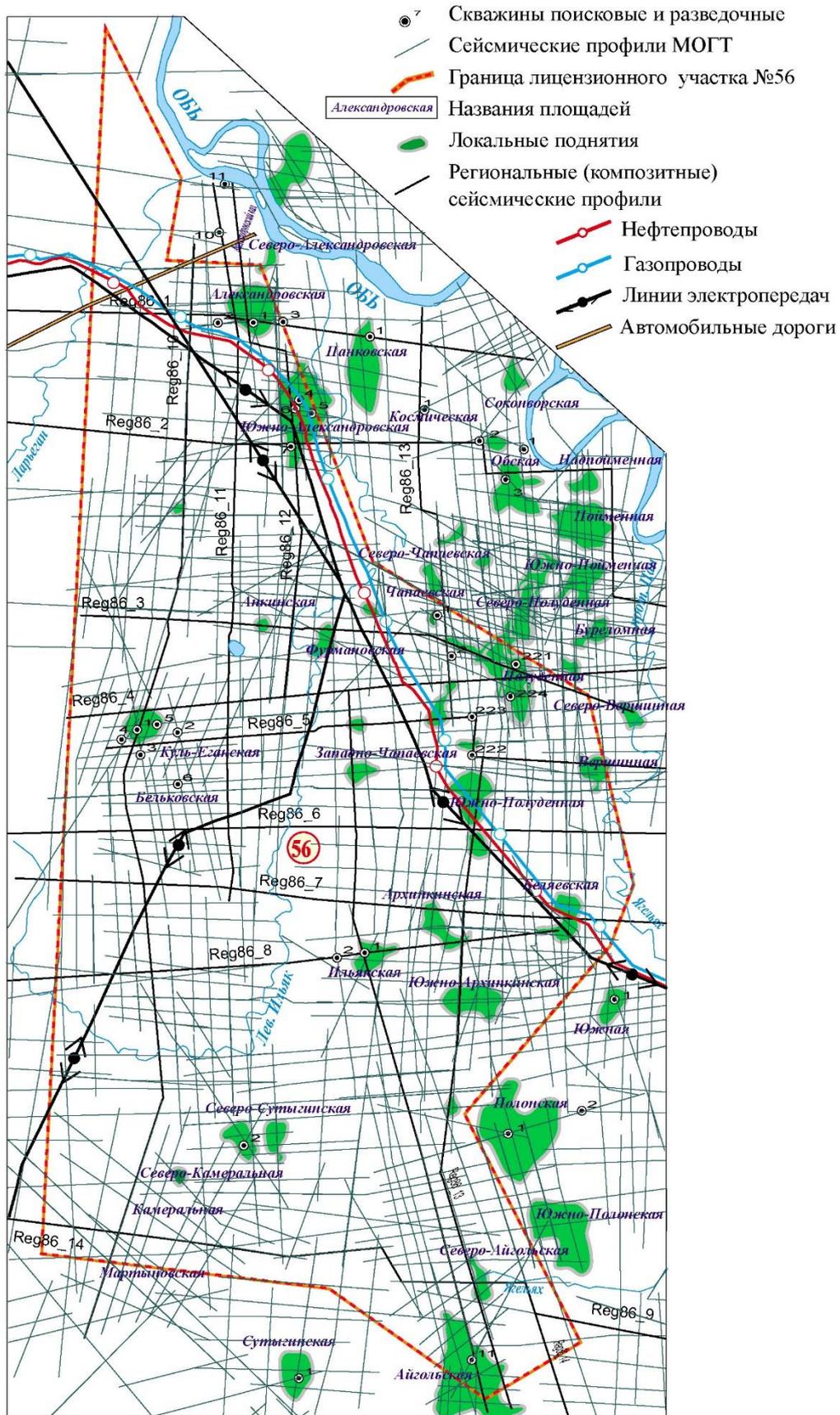


Рисунок 1.2 – Схема геолого-геофизической изученности лицензионного участка №56

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДАНЕНБЕРГОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В геологическом строении района работ принимают участие образования палеозойского складчатого фундамента и осадочные отложения мезо-кайнозойского платформенного чехла. Скважиной 7П Даненбергской осадочные породы чехла вскрыты не на полную мощность, керном охарактеризованы лишь продуктивные пласты.

Характеристика разреза и особенностей геологического строения приводится с учетом обобщенных данных, полученных на отчетной и соседних площадях. [6]

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента (.). Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую толщину около 3000 м, залегают на денудированной и выветрелой поверхности дислоцированных образований палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Описание и стратиграфическое расчленение разреза проведены по материалам поисково-разведочного бурения в районе работ и прилегающих территорий с учетом действующей региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири. Сводный геолого-геофизический разрез района работ представлен на графическом приложении 2 Папки 1. Стратиграфия разреза приведена снизу-вверх. [1]

Палеозойская эратема – PZ

Палеозойские образования на территории Даненбергского месторождения вскрыты двумя скважинами: №№ 4П и 9Р.

По данным бурения литологически породы представлены чередованием метаморфизованных пород, глинистых сланцев и известняков: метаморфизованные породы зеленовато-серого цвета до черного, слюдистые, карбонатизированные, очень плотные, крепкие; глинистые сланцы серого цвета, средней плотности и крепости; известняки светло-серого до белого цвета, плотные, крепкие. [1]

Вскрытая мощность отложений достигает 117 м.

Мезозойская эратема – MZ

Юрская система – J

Юрские отложения с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях фундамента. Так же отложения на территории месторождения осложнены тектоническими нарушениями. Они представлены четырьмя свитами: тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской (в свою очередь, баженовская свита уходит в отложения нижнего мела). [1]

Средний отдел – J₂

Тюменская свита – J₂tm (аален-байос-батский)

Тюменская свита среднеюрского возраста несогласно залегает на палеозойском фундаменте. Формирование отложений происходило в континентальных условиях, что характеризует резкую фациально-литологическую изменчивость. Отложения свиты вскрыты пятью скважинами №№ 4П, 5П, 6Р, 7П и 9Р. Представлены неравномерным переслаиванием песчаников серых, мелко-среднезернистых, полимиктовых и полевошпатово-кварцевых, алевролитов, аргиллитов темно-серых, косо-горизонтальнослоистых, с включением углистых остатков, с прослоями углей. [1]

Разрез свиты отличается высокой угленасыщенностью, в ней хорошо прослеживается до 11 угольных пластов $У_2$ - $У_{13}$. Верхняя часть свиты более песчанистая, нижняя – более глинистая. Встречаются остатки флоры, растительный детрит.

Мощность вскрытых отложений тюменской свиты составляет 290-299 м. [1]

Средний+верхний отделы – J_{2-3}

Васюганская свита – J_{2-3vs} (верх верхнего бата-келловей-оксфорд)

Васюганская свита залегает на образованиях тюменской свиты, отложения представлены прибрежно-морскими фациями.

Васюганская свита включает в себя две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно песчаную.

По особенностям литологического состава породы представлены чередованием аргиллитов черных, средней крепости, углистых, алевролитов тонко-мелкозернистых, крепко сцементированных, и преобладающих песчаников, серых, мелко- среднезернистых, алевролитистых, слабо углистых, плотных, средней крепости, слюдистых, карбонатизированных, преимущественно средней степени сортировки. В составе верхневасюганской подсвиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт $Ю_1$: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. Нефтеносность установлена в пласте $Ю_1^{1-2}$.

В разрезе наблюдается песчано-углисто-глинистая толща $У_1$ (межугольная толща).

Мощность вскрытых отложений васюганской свиты на территории Даненбергского месторождения достигает 84 м. [1]

Верхний отдел – J_3

Георгиевская свита – J_{3g} (оксфорд-киммеридж-волжский)

Глинистые отложения георгиевской свиты перекрывают породы васюганской свиты. Накопление осадков происходило в условиях нормального морского водоема. На месторождении георгиевская свита представлена главным образом барабинской пачкой, сложной голубовато-серым алевролитами, известковым, крепкосцементированным с включениями кальцита, пирита, фосфорита и глауконита.

Мощность отложений георгиевской свиты не превышает 1 м.

Юрская и меловая системы – J, K

Верхний и нижний отделы – J_3-K_1

Баженовская свита – J_3-K_1bg (волжский)

Отложения баженовской свиты перекрывают отложения георгиевской свиты. Свита представлена относительно глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и остатками морской фауны. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-нижнемеловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса.

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий и характерный, аномальный облик на каротажной диаграмме КС, делают свиту региональным репером.

Мощность отложений свиты составляет до 9 м. [1]

Меловая система – K

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В районе описываемой зоны ее мощность составляет около 1500 м., включает нижний и верхний отделы, сложенные морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями.

Таблица 2.1 – Стратиграфические разбивки по разведочным скважинам Даненберговского месторождения

Номера скважин				4П		5П		6Р		7П		9Р		
Альтитуда с учетом кривизны				57,7		54,6		55		61,92		56,7		
Система	Отдел	Ярус	Свита	Глубина кровли/Общая толщина										
Четвертичная														
Неогеновая	Миоцен + плиоцен	Аквитанский+бурдигальский+лангийский+серравалийский+торгонский+мессинский+заклийский+пьяченский+гелазский			50		50		48		40			
Палеогеновая	Верхний олигоцен	Хаттский	Тургасская	50	120	50	125	48	132	40	140			
	Нижний олигоцен	Рюпельский	Черталинская											
	Верхний эоцен	Приабонский	Тавдинская	170	160	175	175	180	197	180	125			
	Средний эоцен	Бартонский												
	Нижний эоцен	Нижний-верхний палеоцен	Лютетский	Люлинворская	330	200	350	180	377	137	305	201		
			Танетский											
		Датский+зеландский+танетский	Талицкая	530	41	530	70	514	24	506	66			
Меловая	Верхний	Кампан-маастрихт	Ганькинская	571	156	600	113	538	164	572	165			
		Коньяк-сантон-кампан	Березовская	727	129	713	129	702	142	737	136			
		Турон-коньяк	Кузнецовская	856	24	842	25	844	24	873	26			
	Нижний-верхний	Нижний	Апт-альб-сеноман	Покурская	880	747	867	738	868	736	899	747	915	670
			Нижний апт	Альмская	1627	46	1605	38	1604	45	1646	41	1585	43
			Валанжин-готтерив-баррем	Ванденская	1673	485	1643	525	1649	515	1687	519	1628	522
		Берриас-валанжин	Мегионская	2158	257	2168	272	2164	259	2206	232	2150	267	
Юрская-меловая	Верхнеюрский-нижнемеловой	Волжский	Баженовская	2415	8	2440	9	2423	8	2438	9	2417	8	
Юрская	Верхний	Оксфорд-киммеридж-волжский	Георгиевская	?	8	?	9	?	8	?	9	2425?	1	
	Средний + верхний	Бат-келловей-оксфорд	Васюганская	2423	79	2449	84	2431	69	2447	65	2426	67	
	Средний	Аален-байос-бат	Тюменская	2502	299	2533		2500		2512		2493	290	
Палеозой				2801								2783		
Забой фактический				2842		2463		2600		2600		2900		

Нижний отдел – К₁

Мегионская свита – К_{1mg} (берриас - валанжин)

Свита сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями. По литологическому признаку она делится на две части.

Нижняя часть разреза сложена аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими с прослоями тонко-мелкозернистых, крепкосцементированных светло-серых, буровато-серых песчаников и алевролитов. [1]

В состав нижней части входит ачимовская толща, представленная песчаниками серыми и светло-серыми, преимущественно мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми, крепкими, известковистыми, местами карбонатизированными. Пачки песчаников индексируются как группа пластов Б₁₆₋₂₀. Нефтеносность отложений подтверждается керновым материалом, и установлена опробованиями в скважинах №№ 6Р и 9Р. Мощность ачимовской толщи на рассматриваемой территории достигает 60 м.

Верхняя часть разреза представлена аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими с включениями пирита, с пластами песчаников тонко-мелкозернистых светло-серых, серовато-бурых. Отмечаются намывы углистого детрита. [1]

Мощность отложений до 272 м.

Ванденская свита – К_{1vnd} (поздний валанжин-готтерив-баррем)

Отложения свиты согласно залегают на породах мегионской свиты. Нижняя часть свиты представлена прибрежно-морскими преимущественно песчаными отложениями, с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов, отвечающими завершающей стадии верхнеюрско-валанжинской трансгрессии моря. Основной состав нижней части ванденской свиты – серия песчаных пластов группы Б, которые являются нефтеносными в районах Широного Приобья. В составе свиты установлена нефтеносность пластов Б₃ и Б₀, по результатам опробования скважин №№ 7П и 6Р соответственно. [1]

Верхняя часть ванденской свиты слагается преимущественно песчано-глинистыми отложениями, формировавшимися в прибрежных условиях. Породы представлены неравномерным распределением песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пласты свиты невыдержаны по площади, частично глинизируются. Глины зеленые, зеленовато-серые, прослойки кирпично-красные, комковатые. В составе верхней части ванденской свиты выделяется пласт А₆, представленный песчаником с хорошими коллекторскими свойствами, но невыдержанный по простиранию и часто линзовидный. На Даненберговском месторождении из пласта получен промышленный приток нефти в результате опробования скважины № 6Р. Также в составе свиты выделяются продуктивные песчаные пласты А₅⁴, А₅³, А₅² и А₄¹, нефтеносность которых подтверждена опробованием скважины № 7П. [1]

Мощность отложений свиты составляет до 525 м.

Нижний-верхний отделы – К₁₋₂

Покурская свита – К_{1-2рк} (верхний апт-альб-сеноман)

Залегают согласно на отложениях алымской свиты, условно относятся к апт-альб-сеноману. Отложения формировались в прибрежно-континентальных условиях. Континентальные отложения покурской свиты представлены неравномерным переслаиванием песчаников серых мелко-среднезернистых кварц-полевошпатовых, алевролитов серых, глинистых и глин серых, темно-серых, комковатых с включением растительного детрита, фрагментов растений, в том числе корневых систем, также встречаются сидерит, пласты бурых углей. [1]

Песчаные пласты относятся к группе пластов ПК. Нижняя часть свиты более опесчанена (песчаные пласты ПК₁₆₋₁₉). Отложения пласта ПК₁₇ являются продуктивными, что подтверждается результатами опробования в скважине № 7П. В кровле свиты залегают песчаный пласт ПК₁, являющийся базальным пластом верхнемелового трансгрессивного цикла. [1]

Мощность отложений свиты до 747 м.

Верхний отдел – K₂

Кузнецовская свита – K₂kz (турон-коньяк)

Свита сложена глинами серыми, темно-серыми плотными, тонкополосчатыми листоватыми, иногда плитчатыми, участками известковистыми.

Мощность свиты достигает 26 м.

Березовская свита – K₂br (коньяк-сантон-кампан)

На отложениях турона согласно залегают морские отложения березовской свиты, распространенные в южной и центральной части Западной Сибири. Свита представлена переслаиванием глин серых, зеленовато-серых, участками алевритистых или опоковидных, светло-серых алевритов, глауконитов. Отмечаются включения пирита и прослойки железненных оолитовых песчаников. [1]

Мощность отложений свиты до 142 м.

Ганькинская свита – K₂gn (верхний кампан-маастрихт)

Разрез мелового комплекса завершается морскими отложениями маастрихт-датского возраста, слагающими ганькинскую свиту. Свита характеризуется сравнительно однообразной толщей серых и темно-серых глин с тонкими прослоями песков и алевритов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые. Встречаются включения глауконита и слюды. [1]

Мощность свиты составляет до 165

Кайнозойская эратема – KZ

Палеогеновая система – P

Палеоценовый отдел – P₁

Талицкая свита – P₁tl (датский+зеландский+танетский)

Согласно залегают на породах ганькинской свиты и перекрывается люлинворской свитой. Отложения представлены глинами темно-серыми до черных, плотными, вязкими, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевролитов и песков.

Мощность отложений талицкой свиты до 70 м. [1]

Эоценовый отдел – P₂

Люлинворская свита – P₂ll (танетский+ипрский+лютетский) – верхний палеоцен - нижний-средний эоцен

Отложения свиты в основном морского генезиса и сложены преимущественно глинами зеленовато-серого, желтовато-зеленого цвета, жирные на ощупь, с тонкими прослоями светло-серых алевролитов и песков, с включениями глауконита.

Мощность отложений свиты до 201 м.

Тавдинская свита – P₂tv (приабонский+бартонский) – средний и верхний эоцен

Сложена свита преимущественно глинами зеленовато-серыми, с линзами алевритового материала с включениями сидерита и обломками микрофауны. [1]

Мощность отложений тавдинской свиты до 197 м.

Олигоценовый отдел – P₃

Черталинская свита – P₃čr (рюпельский) – нижний олигоцен

Черталинской свитой начинается континентальный цикл осадконакопления. Свита представляет собой переслаивание серых песков с глинами желтовато-серого и коричневого цветов.

Туртасская свита – P₃tr (хаттский) – верхний олигоцен

Туртасская свита формировалась в континентальных условиях. Сложена свита песками серыми и светло-серыми переслаивающимися с коричневатосерыми песчанистыми глинами с включениями растительного детрита. [1]

Мощность отложений олигоцена достигает 140 м.

Неогеновая система – N

Миоценовый отдел

Аквитанский, бурдигальский ярусы

Абросимовская свита – сложена глинами и алевроитами бурыми и зеленовато-серыми с прослоями песков, лигнитов и бурых углей.

Киреевская свита – представлена песками с прослоями алевроитовых глин с сидеритовыми стяжениями и угольной крошкой.

Бурдигальский, лангийский ярусы

Таганские слои – представлены песками и гравелитами.

Серравалийский ярус

Бещеульская свита – представлена переслаиванием глин, алевроитов и песков коричневатого-серых серых.

Серравалийский, тортонский ярусы

Таволжанская свита – сложена светло-зелеными и зеленовато-серыми глинами с известковистыми конкрециями и отдельными прослоями песков.

Тортонский, мессинский ярусы

Ютымасские слои – глины алевроитистые, песчаные, карбонатные, пески.

Плиоценовый отдел

Мессинский, занклийский, пъяченцкий, гелазский ярусы

Чановская свита – сложена песками, прослоями глин с карбонатными стяжениями.

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения представлены континентальными рыхлыми отложениями – песками серыми, темновато-серыми, мелко- и среднезернистыми, с прослоями глин и лигнитов и почвенно-растительным слоем.

Толщина неоген-четвертичных отложений на Даненбергском месторождении варьирует от 40 до 50 м. [1]

2.2. Тектоника

Геологический разрез Западно-Сибирской плиты (ЗСП) в первом приближении можно представить в виде двухслойной модели, в которой – нижний слой – доюрское основание (фундамент), верхний слой – платформенный чехол. [3]

Фундамент ЗСП представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков. [3]

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, 1981г.) район работ расположен в зоне сочленения северо-западных частей Назино-Сенькинского антиклинория и Айгольского синклинория (Рисунок 2.1). [5]

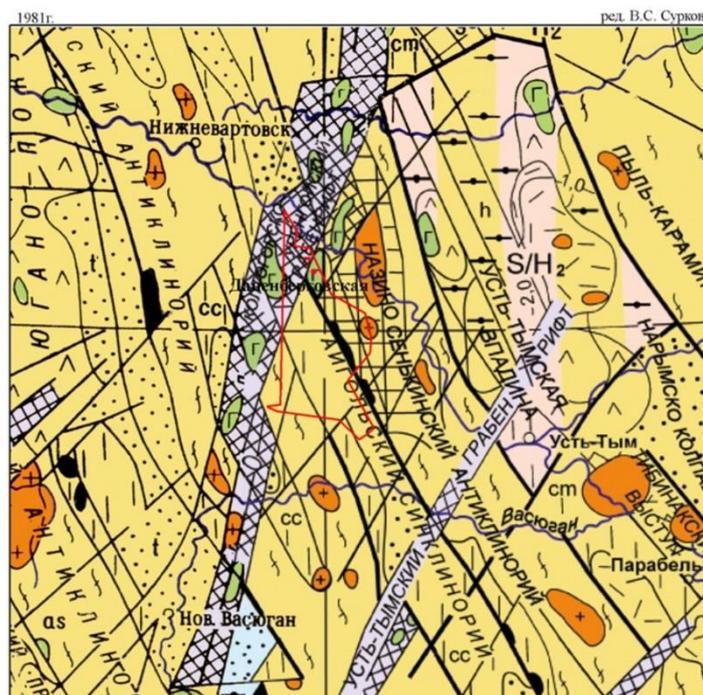


Рисунок 2.2 – Фрагмент «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» (В.С. Сурков, О.Г. Жеро, 1981г.)

Ядро антиклинория сложено интенсивно дислоцированными, метаморфизованными, предположительно салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами. Осложняющие его синклинории представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными

толщами. С северо-запада Назино-Сенькинский антиклинорий и Айгольский синклинорий ограничены Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом; на юго-востоке их сечет Усть-Тымский грабен-рифт. Поверхность фундамента покрыта сетью оперяющих грабен-рифтов, протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, сложенный преимущественно вулканогенно-осадочными породами. [1]

Для структурного плана мезозойско-кайнозойского чехла свойственна высокая степень унаследованности от рельефа эрозионно-тектонической поверхности фундамента.

В соответствии с «Тектонической картой юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» (ред. А.Э.Конторович, 2001 г) район отчетных исследований находится на западном склоне Александровского свода – структуры I порядка.

Тектоническое строение юрского структурного яруса с наибольшей степенью достоверности и детальности характеризует структурные построения по опорному отражающему горизонту П^а, стратифицируемому с подошвой баженовской свиты.

Александровский свод в рельефе баженовской свиты контролируется изогипсой - 2380м, в контуре которой его площадь составляет 10820 км², а амплитуда 360 м. [5]

В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих свод, выделены Трайгородский мезовал, Окуневский вал, Полуденный и Западно-Александровский выступы.

Площадь работ расположена на юго-западной окраине Западно-Александровского выступа (Рисунок 2.2). В ее пределах в результате сейсморазведочных работ закартировано Южно-Александровское локальное поднятие, к которому приурочено Даненбергское месторождение нефти. [5]

Южно-Александровское л.п. в контуре замкнутой изогипсы -2400м представляет типичную брахиантиклинальную складку с меридиональным простираем длинной оси. Контур изогипсы имеет микроизвилистые очертания. Поперечные размеры складки 8х3.5÷0.5км. Амплитуда около 40м. Северная часть поднятия осложнена куполом, в контуре замкнутой изогипсы -2380м имеющем форму, близкую к изометричной. К особенностям структурно-тектонического строения площади относится развитие проникающих снизу-вверх по разрезу вплоть до верхнемеловых отложений тектонических нарушений субмеридиональной ориентировки. [5]

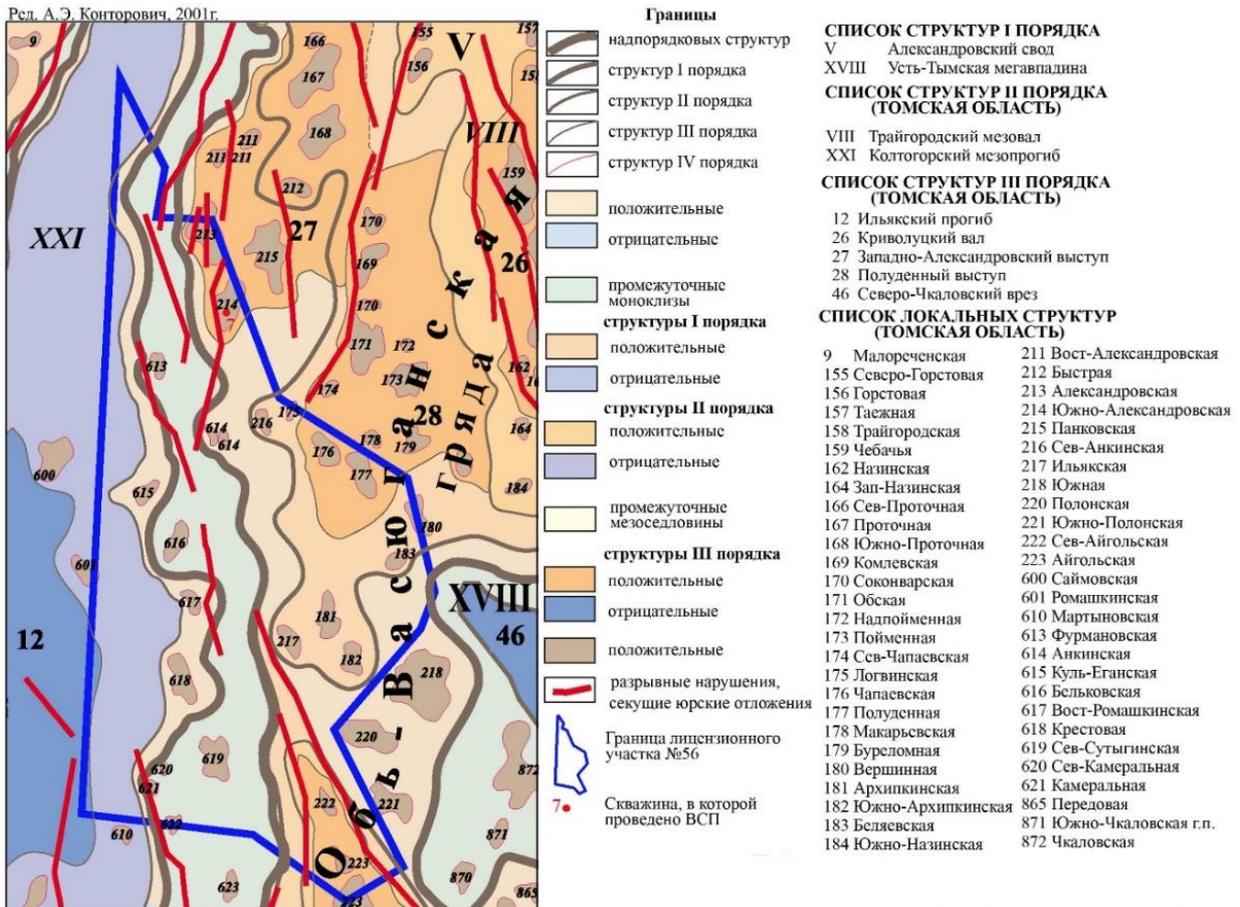


Рисунок 2.3 – Тектоническая карта юрского структурного яруса осадочного чехла

2.3. Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении территория исследований относится к Александровскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области.

Нефтегазоперспективность района связана с породами широкого стратиграфического диапазона, включающего в себя: верхнюю часть палеозойского фундамента и зону контакта отложений осадочного чехла с доюрскими образованиями (НГГЗК), нижнесреднеюрские отложения тюменской свиты, верхнеюрские отложения васюганской свиты, меловые отложения. [3]

В доюрском комплексе нефтепоисковый интерес могут представлять трещиноватые породы фундамента и отложения коры выветривания. Признаки нефти из этого комплекса были получены на соседних площадях – Чебачьей, Кондаковской; признаки углеводородов отмечены на Южно-Назинской и Назинской площадях. [3]

Перспективы нефтегазоносности среднеюрских отложений связаны с песчаными резервуарами древних речных систем. Отсутствие площадного развития песчаных пластов тюменской свиты, их литологическая изменчивость, сложное пространственное распространение - всё это обусловило слабую изученность и разведанность этого комплекса отложений. [3]

В районе работ и на сопредельных площадях основным продуктивным горизонтом является горизонт Ю₁ васюганской свиты. Помимо Даненберговского нефтяного месторождения, приуроченного к Южно-Александровской структуре, в районе выявлены Чапаевское, Полуденное, Проточное, Кондаковское, Горстовое, Конторовичское месторождения нефти. Из результатов испытания пластов группы Ю₁ следует, что коллекторы

верхневасюганских отложений не обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами. [6]

Перспективы нефтегазоносности меловых отложений связаны, главным образом, с песчаными пластами куломзинской, тарской и киялинской (вартовской) свит.

В результате бурения скважины 6Р на Южно-Александровской структуре были открыты нижнемеловые залежи нефти в пластах Б₁₆₋₂₀ ачимовской пачки куломзинской свиты, Б₀ тарской свиты, А₆ киялинской (вартовской) свиты.

По заключению специалистов ООО «Востокгазпромгеофизика», проводивших анализ материалов ГИС, в разрезе вновь пробуренной на южном крыле Южно-Александровской структуры скважины 7П выделяется целый ряд пластов группы А (А₄¹, А₄², А₅³, А₅⁴, А₆², А₉, А₁₀, Б₀ и Б₃) в киялинской свите и Б₈⁰ и Б₁₆₋₂₀ в куломзинской свите. Фонтанирующие притоки нефти ожидаются из пластов Б₈⁰, Б₃, А₅³. К испытанию рекомендованы также пласты Б₂, Б₀, А₁₀, А₉, А₆², А₅⁴, А₅², А₄¹. кроме того, с целью определения характера насыщения коллектора к испытанию рекомендован интервал покурской свиты на глубинах 1574.4-1579.0м. [1]

2.4. Петрофизическая характеристика разреза

При анализе керновых данных для физико-литологической характеристики пластов устанавливалось истинное положение керна в разрезе путём увязки его по глубинам с результатами геофизических исследований скважин. [9]

Продуктивные пласты Даненберговского месторождения связаны с нижнемеловыми (пласты группы ПК, А и Б) и верхнеюрскими отложениями (верхневасюганская подсвита, пласты горизонта Ю₁).

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов, реже углей, делится на подугольную, межугольную и надугольную толщи (пласт Ю₁¹⁻²). Васюганскую свиту перекрывают отложения маломощной георгиевской свиты, представленной песчаниками мелкозернистыми, сильно карбонатными, полностью биотурбированными с вертикальными ходами ихнофоссилий, включениями ростров белемнита, стяжениями сидерита, пирита, с тонкой примесью глауконита. Выше по разрезу залегают отложения баженовской свиты, которая распространена регионально и является нефтематеринской породой для юрско-меловых отложений. Баженовская свита представлена морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пеллеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса. Ачимовская толща мегийской свиты (группа пластов Б₁₆₋₂₀) сложена линзами песчаников с пропластками аргиллитоподобных глин. Пласт Б₁₆₋₂₀ формировался в относительно глубоководно-морской обстановке эпиконтинентального бассейна, сложен фациями по типу клиноформного комплекса. Ачимовская толща перекрывается морскими глинистыми отложениями мегийской свиты, в кровле которой наблюдается опесчанивание разреза (пласт Б₈) – смена трансгрессивного режима седиментации на регрессивный. Выше по разрезу залегают отложения ванденской свиты, сложенные чередованием «глин» зеленовато-серых, зеленых, преимущественно комковатых, с зеркалами скольжения, с пластами песчаников и алевролитов, реже линз угля, с включениями обугленных корней и растительного детрита. На протяжении всего разреза для пластов характерны отложения прибрежного комплекса (пласты А₂-Б₇), они перекрываются морскими отложениями алымской свиты, представленной песчаным пластом А₁ (подошвенная часть) и глинистыми разностями кошайской пачки (кровельная часть). Завершающим объектом исследования на Даненберговском месторождении являются отложения покурской свиты, изученные пласты ПК₁₆₋₁₈ представлены континентальными обстановками осадконакопления. [9]

Объектами исследований являются пласты ПК₁₇, А₄¹, А₅², А₅³, А₅⁴, А₆, Б₀, Б₃, Б₁₆₋₂₀, и Ю₁¹⁻². Коллекторами нефти являются терригенные песчаные отложения полимиктового состава. Их литологические и фильтрационно-ёмкостные свойства существенно меняются по разрезу и площади месторождения, что определяется совокупностью их литологических особенностей:

- вещественным составом (как обломочной части, так и цементирующего глинистого, глинисто-карбонатного материала);

- гранулометрическим составом: процентным содержанием песчано-алевролитовых фракций, степенью сортировки обломочного материала;

- структурой порового пространства и распределением глинистого цемента;

Изученность объектов керном неравномерная, наиболее полно изучен пласт Ю₁¹⁻². [5]

Породы-покрышки (флюидоупоры) должны обладать способностью надежно экранировать залежь. К данным отложениям в районе работ относятся «глины» баженовской свиты и нижневасюганской подсвиты, углисто-глинистая пачка У₁ – межугольная толща для пласта Ю₁¹⁻², для пласта Б₁₆₋₂₀ покрышкой являются аргиллиты верхней части мегионской свиты (кровля пласта Б₈), для пластов Б₃, Б₀ и пластов группы А покрышкой будут служить аргиллиты и аргиллитоподобные глины кошайской пачки. Между собой пласты разделены глинистыми перемычками. При этом вышеописанные отложения относятся к региональным покрышкам, а глинистые перемычки – к локальным флюидоупорам. [5]

2.5. Сейсмологическая характеристика

В целом, исследуемая территория в сейсмогеологическом отношении является благоприятной для изучения мезозойско-кайнозойского чехла, что выражено в скоростной и плотностной дифференциации разреза. [2]

В зоне контакта коренных пород доюрского фундамента и отложений тюменской свиты формируется отражающая граница Ф₂. Литологическая неоднородность, нестабильность акустических свойств этого интервала, большое количество разрывных нарушений и значительные углы наклонов отражающего горизонта обусловили сложный неустойчивый характер волновой картины. [2]

В толще мезозойско-кайнозойских отложений прослеживается не менее пяти групп отражающих границ (I, II, III, IV, V). Наиболее выдержанные из них связаны с периодами трансгрессии моря, стабилизацией палеоструктурных режимов. Однако, развитие на Южно-Александровской локальной положительной структуре кулисообразных тектонических дислокаций, кайнозойского времени заложения, осложняет корреляцию по временным разрезам МОГТ осей синфазности отражающих горизонтов. В наибольшей степени это касается мелового интервала разреза, с которым связаны основные открытые залежи УВ на Даненберговском месторождении. Рисунок 2.4 иллюстрирует развитие кулисообразных разломов и приуроченных к ним зон дробления и трещиноватости по данным сейсморазведочных работ МОГТ-2Д прошлых лет на Южно-Александровском поднятии (Даненберговское нефтяное месторождение). Как видно из рисунка, идентификация в волновой картине одноимённых фаз отражающих границ в приразломной зоне продуктивного интервала разреза неоднозначна. [2]

С континентальным режимом осадконакопления тюменской свиты, связаны отражающие горизонты группы I. Чередование песчаных и более низкоскоростных глинисто-углистых отложений в этом интервале разреза обусловило образование отражающих границ. Наиболее выдержанными из этой группы являются отражающие горизонты I^a и I^b. Первый из них связан с развитием угольного пласта в подошве отложений байосса тюменской свиты, второй приурочен к переходу морских отложений нижневасюганской подсвиты в континентальные отложения тюменской свиты. В формировании отражающего горизонта I^b принимают участие также углисто-глинистые и песчаные пропластки верхней части

тюменской свиты, поэтому волновая картина в интервале развития этого горизонта имеет интерференционный характер. [4]

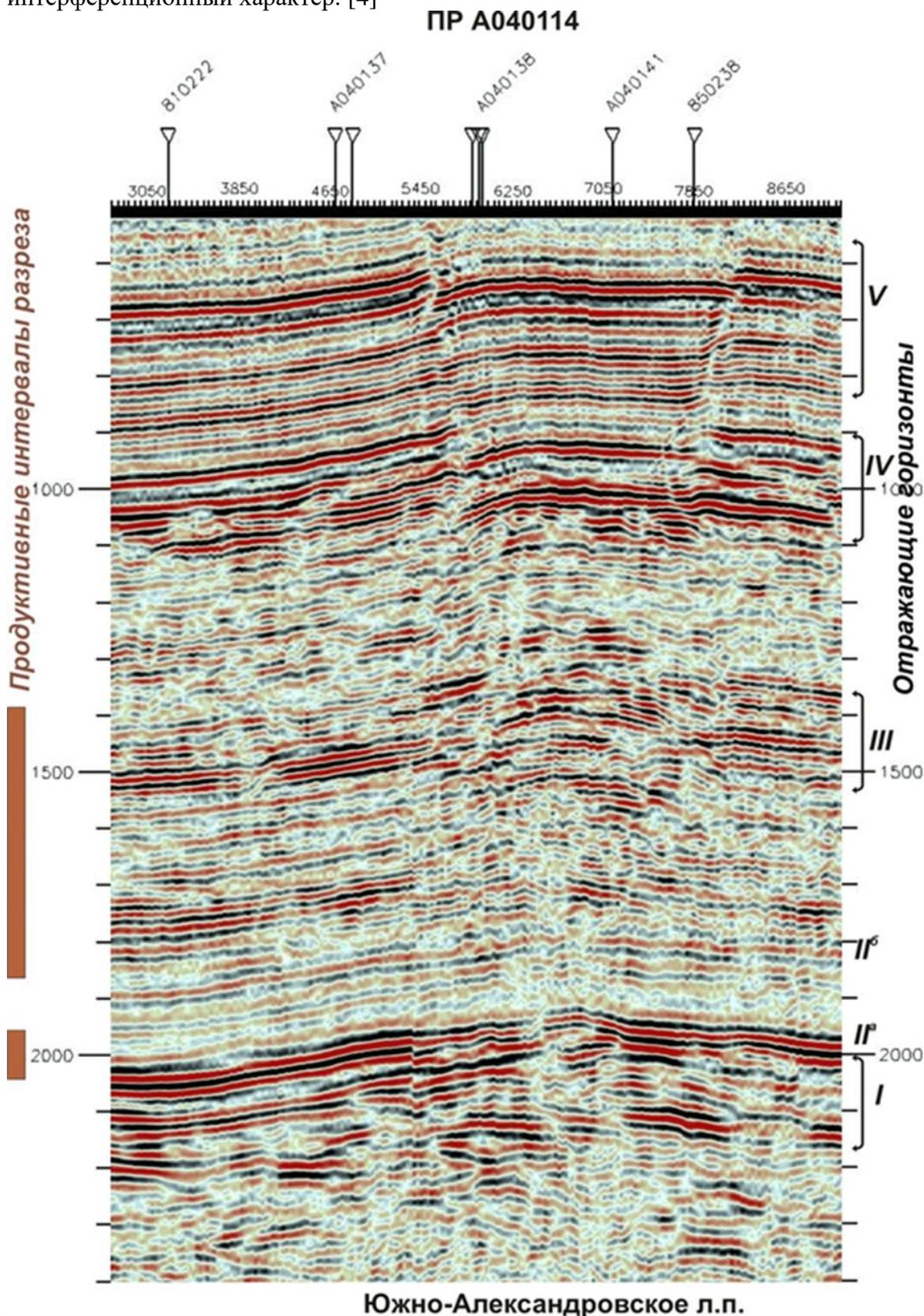


Рисунок 2.4 – Осложнение волновой картины в зонах развития кулисообразных тектонических дислокаций на архивном временном разрезе МОГТ 2Д по профилю А040114. Даненбергское месторождение

Группа отражающих горизонтов II соответствует верхнеюрско-нижнемеловой трансгрессии моря. Обычно выделяют два маркирующих горизонта этой группы. Региональный отражающий репер II^а, связанный с относительно быстрой трансгрессией моря и отражающий горизонт II^б, приуроченный к прибрежно-морским отложениям в условиях последующего отступления моря. Последний горизонт не имеет регионального распространения, менее динамически выражен и соответствует фазам наступления береговой линии. Между отражающими горизонтами II^а и II^б на субширотных временных разрезах иногда наблюдаются непротяжённые косослоистые динамически слабо выраженные границы, характеризующие циклический характер накопления отложений ачимовской толщи в морских условиях. Угол наклона клиноформных отражающих границ редко превышает 3-5 градусов. Направление преимущественного падения - с юго-востока на северо-запад. Выше отражающего горизонта II^б в субконтинентальных отложениях вартовской свиты в волновом поле также трассируется ряд амплитудно невыразительных осей синфазности. На рисунке 2.5 иллюстрируется сопоставление физически обоснованной синтетической трассы, рассчитанной по данным акустического каротажа (АК) в скважине 5Р, с фрагментом реального архивного временного разреза по профилю 850230. Из сопоставления видно, что во временном поле в интервале залегания вартовской свиты прослеживается, как минимум, ещё 3 локальных отражающих границы, названных нами IIб*, IIIв, IIIб. [4]

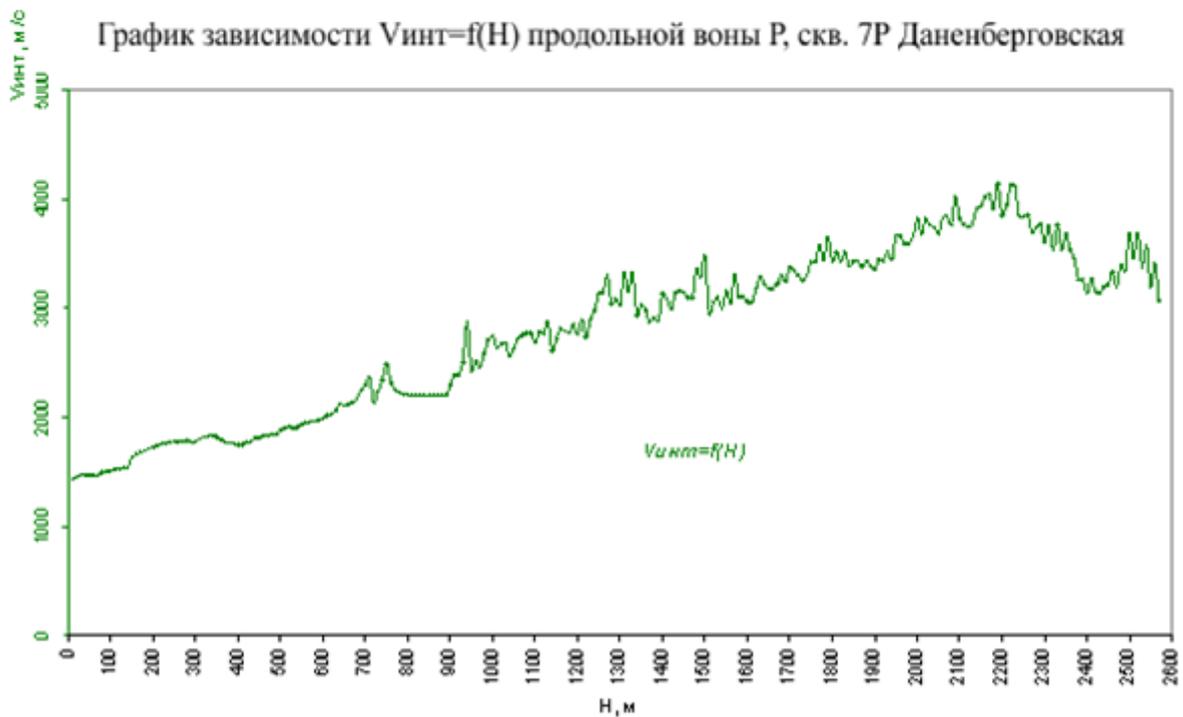
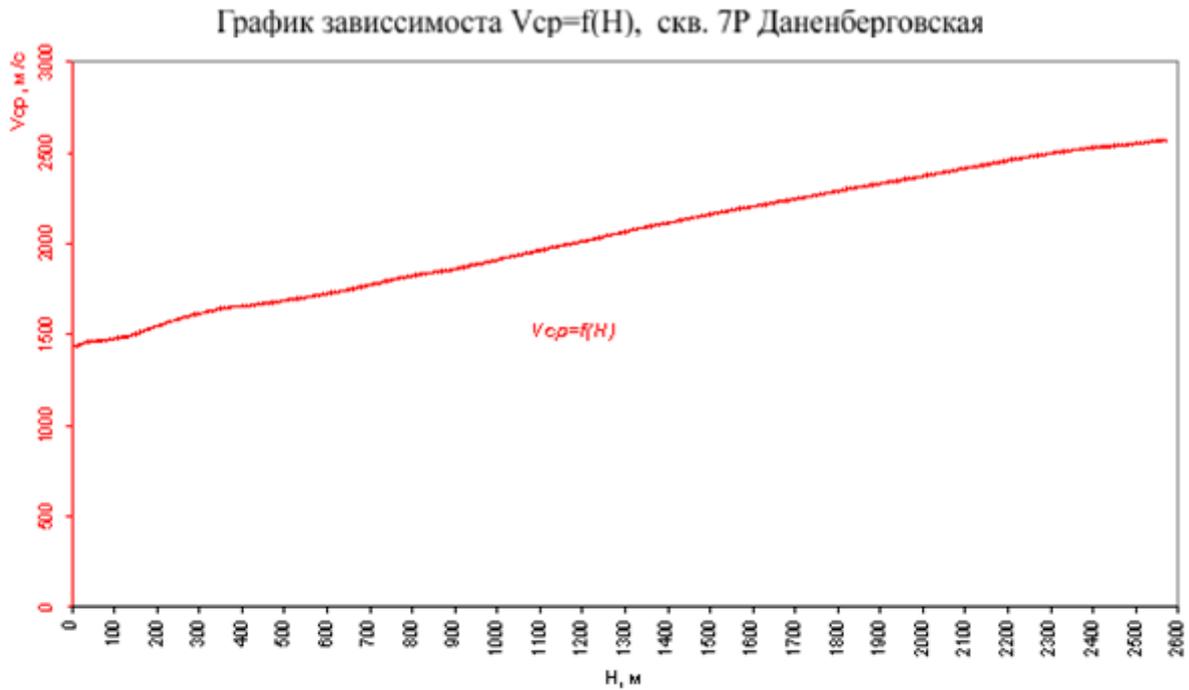


Рисунок 2.5 – Сопоставление синтетической трассы, рассчитанной по данным АК в скв. Даненбергской 5Р с фрагментом реального временного разреза по профилю 850230

Поверхностные сейсмогеологические условия района работ осложнены чередованием торфяных болот, речных долин, лесных массивов. В связи с этим ЗМС характеризуется неустойчивостью литологического состава и скоростной характеристики. Эти факторы могут отрицательно сказаться на качестве первичного полевого материала. Мощность ЗМС, в основном, не превышает 12 м.

Следующая трансгрессия моря (апт) создала благоприятные условия для образования отражающих границ группы III – на контакте алымской и покурской свит, а также в нижней части последней. Интервал разреза, соответствующий отложениям покурской свиты, характеризуется преимущественно континентальными условиями осадконакопления. В волновой картине этой толщи, наблюдается ряд динамически слабо выраженных непротяженных отражений. [4]

В последующее геологическое время, в верхнемеловом морском бассейне происходило формирование отложений, к которым приурочена группа отражений IV. Группа отражающих горизонтов V соответствует самой молодой третичной трансгрессии. Группы отражающих горизонтов IV и V обладают устойчивым характером по прослеживаемости и динамическим свойствам.

На Южно-Александровском поднятии в 2010 г. в скважине Даненбергская № 7Р были проведены работы методом ВСП (СК). Изменения средних и интервальных скоростей с глубиной, по данным этих работ, иллюстрируются на рисунке 2.6. [4]

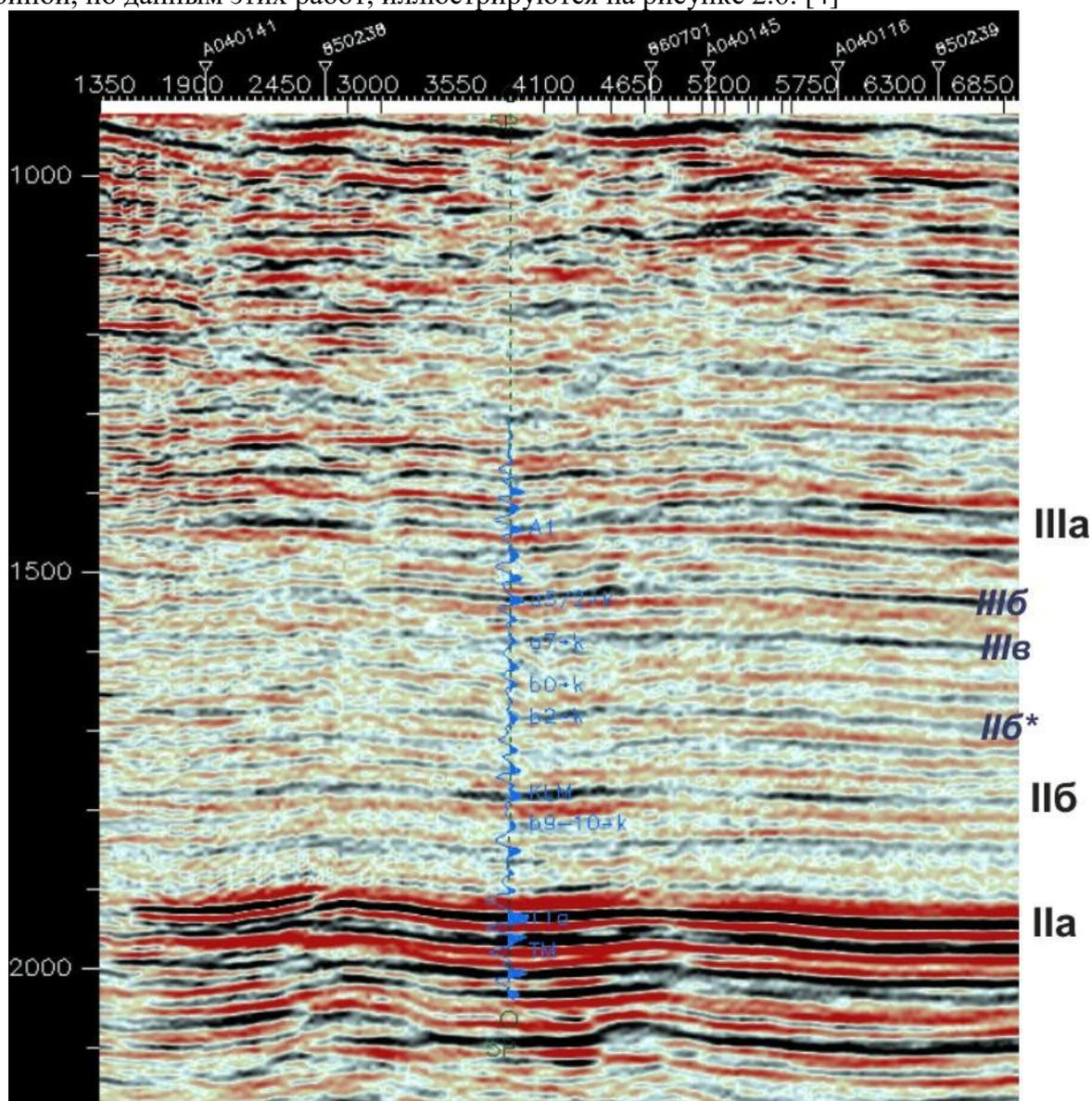


Рисунок 2.6 – Изменение средних и интервальных скоростей пробега продольной волны с глубиной по данным СК в скважине Даненбергской № 7Р

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические исследования скважин выполнены следующим комплексом методов:

- стандартный каротаж с ПС;
- боковое каротажное зондирование;
- боковой каротаж;
- микрозондирование;
- микробоковой каротаж;
- индукционный каротаж;
- радиоактивные методы (ГК, НГК, НКт);
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГТКп);
- акустический каротаж;
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- многозондовый боковой каротаж
- ядерно-магнитный каротаж;
- импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;
- спектрометрический гамма-каротаж;
- кавернометрия;
- резистивиметрия;
- инклинометрия.

Запись ГИС проводилась каротажными станциями: ЛКН-73 (скв. № 4П), АКС-Л-7 (скв. № 5П, 6Р), «КЕДР-2» (скв. № 7П, 9Р), «КарСар-500» (скв. №№ 131, 133, 135, 136, 343, 344, 345) и «Горизонт-90» (остальные скважины). [6]

Запись выполнялась в скважинах, заполненных как солеными промысловыми жидкостями (ПЖ), так и пресными. Сопротивление ПЖ в эксплуатационных вертикальных и наклонных скважинах составляет 0,4-1,5 Ом. В горизонтальных скважинах применялись высокоминерализованные ПЖ с сопротивлением 0,1 Ом и ниже. В разведочных скважинах сопротивление ПЖ составляет 1-3 Ом.

Комплекс ГИС в эксплуатационных скважин №№ 135, 345, пробуренные с отбором керна, был аналогичен разведочным скважинам.

Далее кратко охарактеризуем технические аспекты выполненных методов ГИС, а также их практическую значимость. [6]

Стандартный каротаж предназначен для литологического расчленения, корреляции разрезов скважин, определения эффективных мощностей. Исследования проводились подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N, потенциал-зондом А0.5М6N с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Диаграммы регистрировались в масштабе глубин 1:500; 1:200; масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2,5 Ом/см; масштаб записи кривых потенциала собственной поляризации 12,5 мВ/см. Скорость регистрации до 1400 м/ч. Выполнено в 67 % скважин. [6]

Боковое каротажное зондирование выполнялось приборами Э-1, К-1, ЭК-73П комплексом подошвенных градиент-зондов (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, N0.5M4A) для выделения пород-коллекторов, оценки их характера насыщения, определения удельного сопротивления неизменной части пласта (ρ_p) и удельного сопротивления зоны проникновения ($\rho_{зп}$). Масштаб записи 2,5 Ом/см, скорость регистрации до 1400 м/час. Записано в 52 % скважин (всего 14 скважин). [6]

Боковой каротаж проводился на тех же приборах, что и БКЗ с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, определения зоны проникновения, уточнения эффективных толщин, определения удельного сопротивления пластов в комплексе с БКЗ и

ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2,5 Ом/м в линейном масштабе и модуль 6,25 в логарифмическом масштабе, масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации до 1400 м/час. Выполнен в 52 % скважин (14 из 27). [6]

Микрозондирование проводилось аппаратурой МК-73П, БК-МБК, МДО-3, К-3 в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, уточнения эффективных толщин коллекторов. Запись производилась зондами А0.025М0.025N и А0.05N одновременно. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 910-970 м/час. Записано в 6 скважинах. [6]

Боковой микрокаротаж проводился совместно с микрозондированием с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов, а также для выделения продуктивных пластов в комплексе с методом бокового каротажа. Масштаб записи кривых – 2,5 Ом/м, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации до 970 м/час. Записан в 8 скважинах (30 % от общего числа). [6]

Индукционный каротаж является основным методом при определении удельного сопротивления горных пород. Используется для определения характера насыщения пластов, определения положения водонефтяного контакта. Запись кривых проводилась зондами типа ЗИ1.0; масштаб записи кривых 25 мСм/см, масштаб глубин 1:200, скорость регистрации 2000-2200 м/час. Метод выполнен в 19 % скважин (5 шт. – в поисково-разведочных скважинах). [6]

Радиоактивный каротаж включал в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (2НКт). В скважинах №№ 4П, 5П вместо 2НКт записан нейтронный гамма-каротаж. Исследования проводились аппаратурой РК5-76, СП-62, РКМТ, 2ННК-73П, Горизонт-90-К6. Радиоактивный каротаж проводился для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей. Масштаб записи кривых ГК – 1 гамм/см. Скорость записи изменялась от 80 до 700 м/час. Метод выполнен во всех скважинах. [6]

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп) проведен приборами СГП-73П, СГП 2 – Агат, Горизонт-90-ГГКП-П, МАРК-1, ПК-73П. Скорость регистрации от 80 до 420 м/час. Выполнялся для определения литологической и емкостной характеристики по разрезу. Выполнен в 81 % скважин (22 из 27 шт.). [6]

Акустический каротаж по скорости и затуханию проведен приборами СПАК-4, 4АК-Д, АКВ-1, МАК-2НЧ, Горизонт-90 ВАК 3.2 со скоростью регистрации от 90 до 1000 м/час. Выполнялся для определения литологической и емкостной характеристики по разрезу. Записан в 63 % скважин (17 шт.). [6]

Кавернометрия проводилась приборами СКП-1, СКП-73П, СКПД с целью определения диаметра скважины, выделения пластов-коллекторов и уточнения эффективных толщин коллектора. Масштаб глубин 1:500, 1:200; масштаб записи кривых 2 см/см, скорость регистрации 650-750 м/час. Проводился в 26 % скважин (7 шт.). [6]

Резистивиметрия записывалась в рамках комплекса приборов БКЗ и ПС (ЭК-73П, Э-1 и другие) с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое используется при обработке методов БКЗ, ИК-БК. Масштаб записи 1,0 Ом/см, масштаб глубин 1:200, 1:500, скорость регистрации до 1400 м/час. [6]

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) проводилось аппаратурой ВИКАР-73П, Горизонт-90-ВИКИЗ с целью выделения коллекторов в скважинах, определения удельного электрического сопротивления пластов, определения радиальных размеров зоны проникновения фильтрата бурового раствора, определения ВНК и ГВК в пластах-коллекторах. Обладает высокой разрешающей способностью по вертикали 0,2-0,3 м и глубиной около 2 м. Скорость записи составляла 80-1000 м/час. Записано в 93 % скважин. [6]

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) проводился прибором АИНК-43 с целью уточнения литологии, а также для определения текущей нефтенасыщенности с минерализованными водами свыше 50 г/л и для определения газожидкостного контакта. [6]

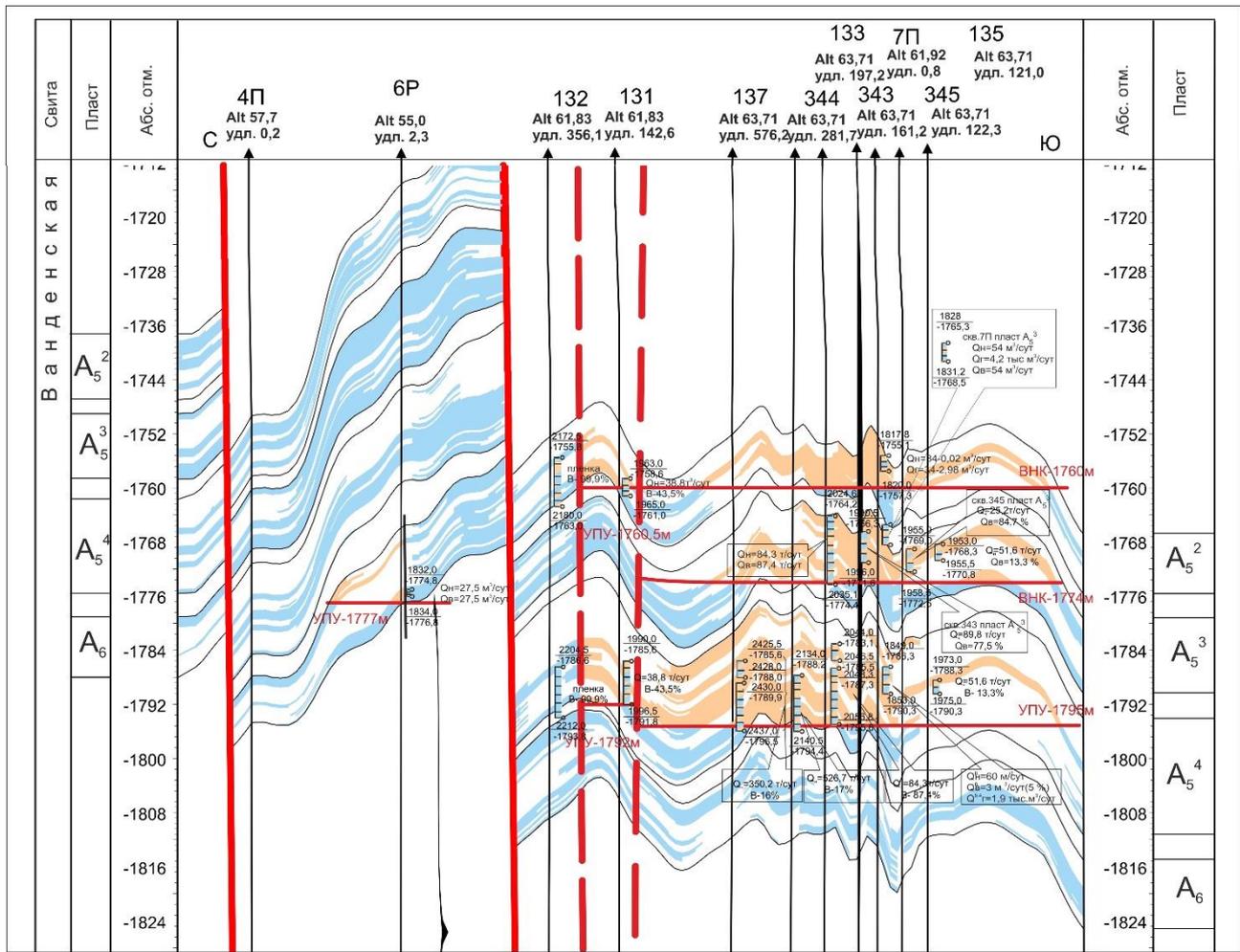


Рисунок 4.2 – Геологический разрез по пластам, A_5^2 , A_5^3 , A_5^4 , A_6 , по линии скважин №№ 4П-6Р-132-131-137-344-133-343-7П-345-135 Даненберговского месторождения

4.3. Физико-геологическая модель

Для решения поставленной задачи, необходимо телеметрическое сопровождение бурения, использующее следующие геофизические методы: инклинометрию, гамма каротаж (ГК), волновой электромагнитный каротаж. Данный комплекс позволяет качественно определить интервалы вскрытия пласта и определить положение забоя и литологию в любой момент бурения.

Для продуктивного пласта месторождения Даненберговского, была построена физико-геологическая модель. Данная модель содержит литологию данного пласта и характерные кривые вышеперечисленных методов.

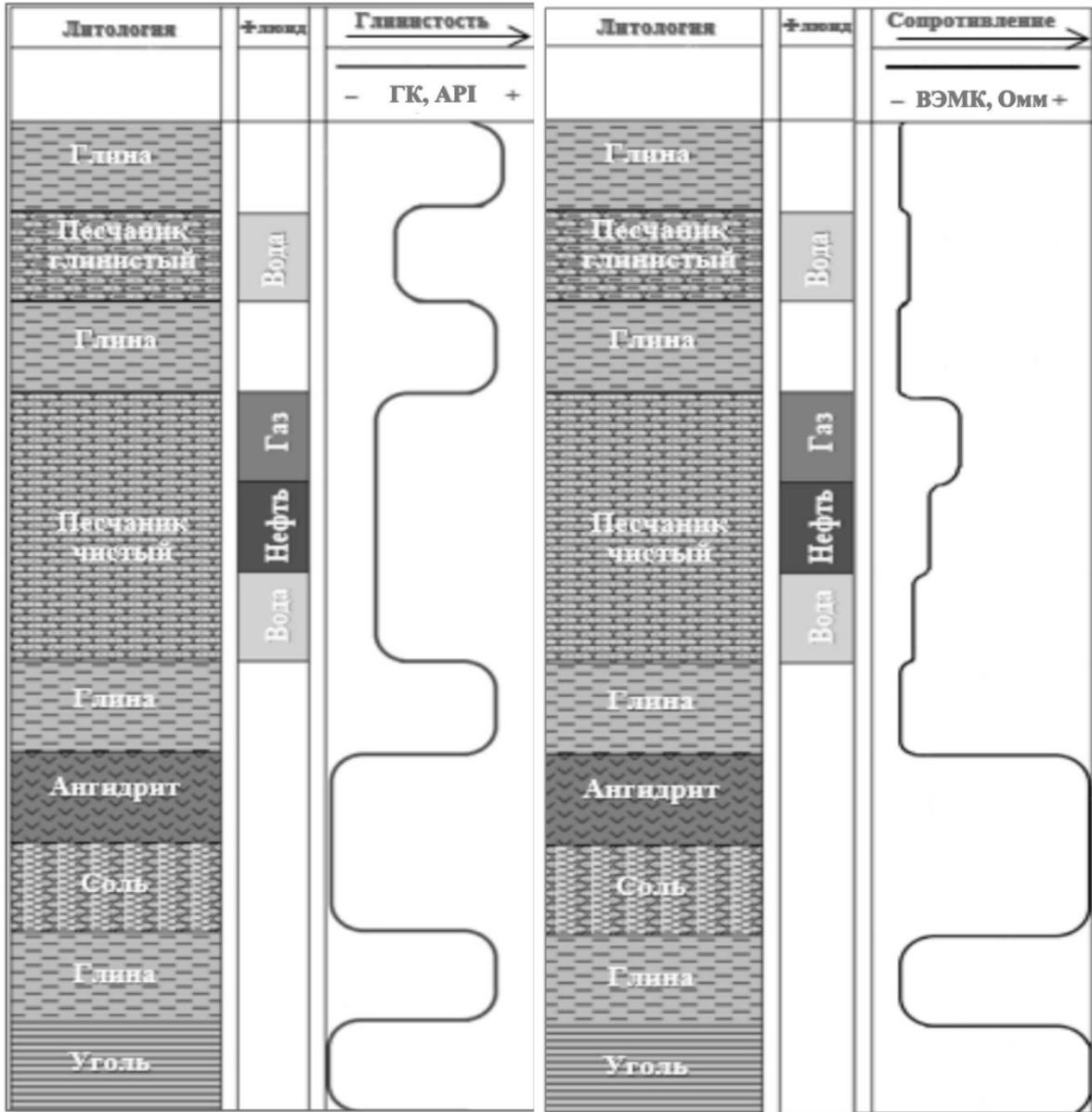


Рисунок 4.3 – Физико-геологическая модель

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ РАБОТЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Для решения геологической задачи, описанной выше, необходимо выполнение данных методов в процессе бурения:

Инклинометрия проводится для определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и определения абсолютных отметок и эффективных толщин с учетом абсолютных отметок. Также позволяет отследить и скорректировать траекторию в процессе проходки. Масштаб записи: замер каждые 12 метров.

Гамма каротаж. Радиоактивный каротаж проводится для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей. Масштаб записи кривых: три значения на метр.

Волновой электромагнитный каротаж проводится с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, определения зоны проникновения, уточнения эффективных толщин, определения удельного сопротивления пластов. Масштаб записи кривой сопротивления: три значения на метр.



Рисунок 5.1 – Внешний вид MWD прибора APS

5.2. Интерпретация геофизических данных

Предварительная обработка кривых ГИС по скважинам заключается в:

- выборе опорной скважины;
- выборе опорных интервалов по разрезу;
- приведении кривых к единому виду;

В качестве опорной скважины традиционно рассматриваются разведочные скважины, т.к. в них записан наиболее полный комплекс ГИС, а также присутствуют данные по керну. Это позволяет убедиться в соответствии каротажных кривых фактическим замерам на керне и проводить дальнейшую калибровку обоснованно. [7]

Для Даненберговского месторождения в качестве опорной скважины стоит выбрать скважину № 9Р. Она пробурена последней из разведочных скважин, имеет максимально полный комплекс ГИС, используемый частично во всех эксплуатационных скважинах. Качество каротажа в скважине хорошее. [7]

После определения опорной скважины необходимо понять – какой интервал необходимо сравнивать по скважинам. [7]

В однопластовых месторождениях с малой общей мощностью разреза опорный интервал обычно выбирается в определенном диапазоне глубин со стратиграфической

привязкой. Так, например, при работе с верхнеюрскими коллекторами – это мегионские глины. [7]

После стандартизации кривых ГК проводится расчет относительного параметра ΔJ_{γ} . Расчет проводится по единым граничным значениям по всем скважинам: для исследуемых пластов группы А бралась единая линия песчаников 5 мкР/ч и линия глин 17 мкР/ч.

Расчет удельного электрического сопротивления (ВЭМК)

Оценка удельного электрического сопротивления определяется по методу ВЭМК – в мощных непроницаемых глинистых разностях мегионской свиты, значение должно соответствовать диапазону 4,5-6 Ом·м.

Интерпретация геофизического материала показала, что глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты не превышает 2–4 диаметров скважины, реже 6, т.е. введение поправки за влияние проникновения промывочной жидкости не требуется. В водонасыщенной части проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт составляет не более 4-6 диаметров скважины. Точность оценки сопротивления зависит от величины зоны проникновения, в водонасыщенной части она больше, поэтому погрешность определения сопротивления будет расти. [17]

Методика литологического расчленения разреза

Разрез представлен переслаиванием глинистых и чистых песчаников с аргиллитами, алевролитами и плотными карбонатными разностями.

Используя комплекс геофизических методов совместно с качественными признаками литологических разностей, можно проводить литологическое расчленение разреза в режиме реального времени. [7]

Глинистые породы выделяются по высоким значениям гамма-каротажа (ГК) и по минимальным значениям кажущегося сопротивления (ВЭМК)

Угли выделялись пониженными показаниями ГК, высокими значениями рк.

Основной предпосылкой для выделения пород-коллекторов по геофизическим материалам является их отличие от вмещающих пород по физическим свойствам: пористости, глинистости и проницаемости. [7]

Для выделения коллекторов, по комплексу геофизических исследований будут использованы качественные признаки. Качественные признаки коллектора обусловлены наличием зоны проникновения в коллектор фильтрата промывочной жидкости.

Косвенные качественные признаки коллектора:

- наличие радиального градиента УЭС в пласте, устанавливаемого по данным каротажа электрического сопротивления (ВЭМК) с разной глубиной исследования;
- уменьшение показаний данных ГК;

Здесь радиальный градиент кривых разноглубинных зондов отнесен к косвенным признакам, так как наблюдается даже напротив очевидных пород-неколлекторов. В условиях Западной Сибири подобное приращение наблюдается на плотных породах, это касается как карбонатизированных разностей, так и битуминозных аргиллитов. [7]

Например, в опорной скважине № 9Р в интервале карбонатизированных песчаников в пласте Б₁₆₋₂₀ (глубины по стволу 2375-2377 м), а также в разрезе баженовской свиты (глубины по стволу 2418-2425 м) мы видим радиальный градиент всех систем разноглубинных зондов: как МБК-БК-ИК, так и ВИКИЗ и БКЗ. [7]

В эксплуатационных скважинах, где прямые качественные признаки слабо выражены, применялись количественные критерии принадлежности пород к коллекторам или неколлекторам для пластов. [7]

Определение $K_{п}$ по ΔJ_{γ} по ранее пробуренным скважинам

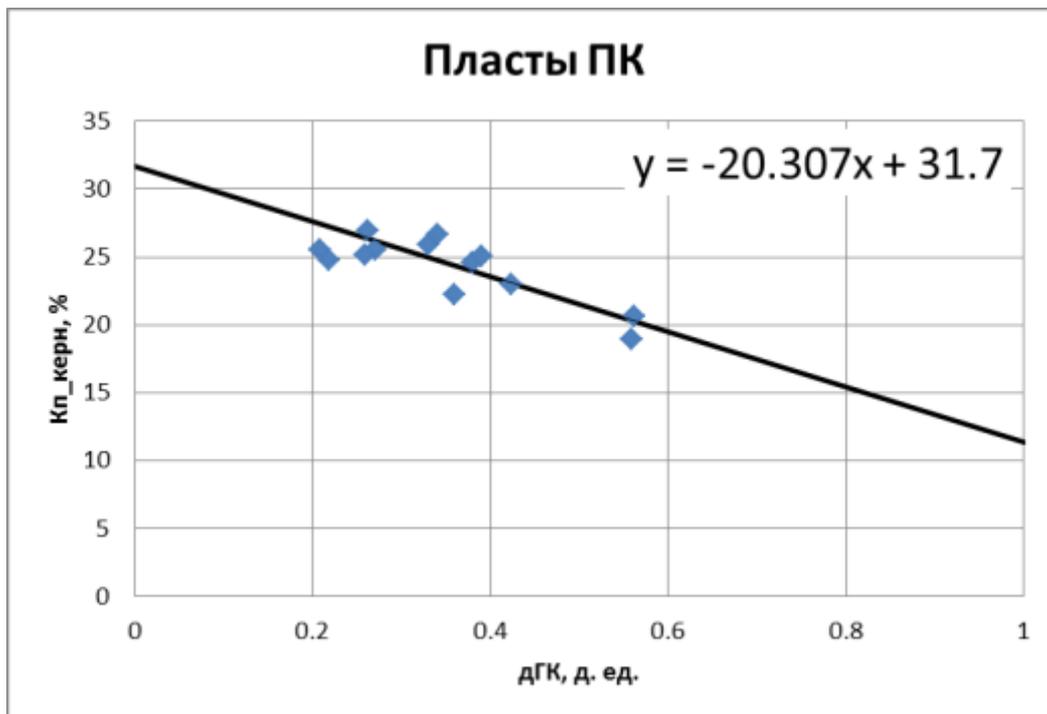


Рисунок 5.2 – Зависимость Кп-ΔJγ для групп пластов ПК Даненбергского месторождения
Зависимость проведена вручную т.к. характеризуется малым количеством точек. [7]

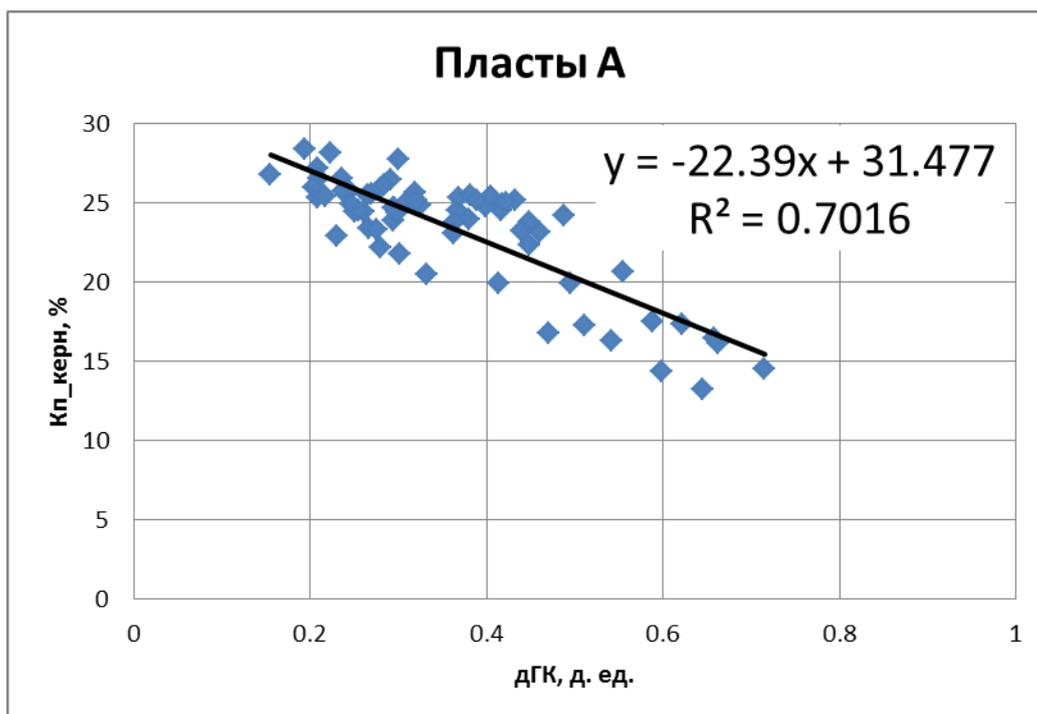


Рисунок 5.3 – Зависимость Кп-ΔJγ для пластов А Даненбергского месторождения

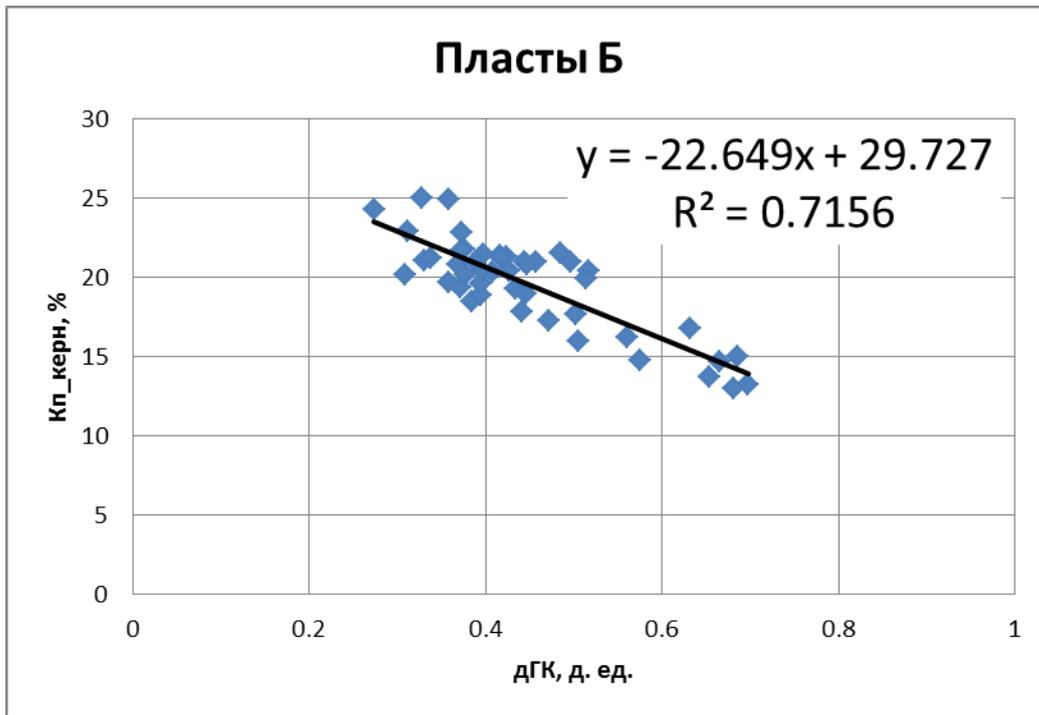


Рисунок 5.4 – Зависимость Кп-ΔJγ для пластов Б (кроме Б₁₆₋₂₀) Даненберговского месторождения

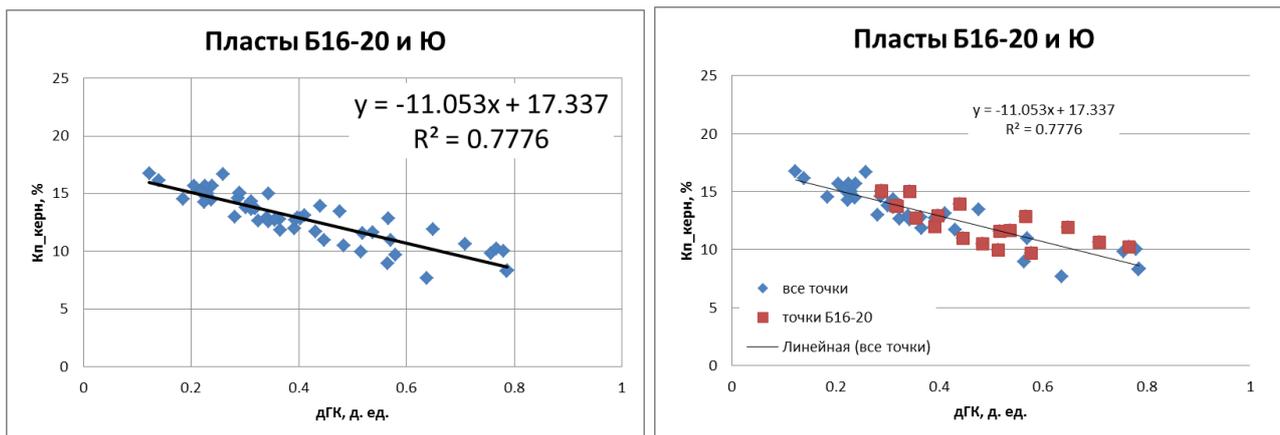


Рисунок 5.5 – Зависимость Кп-ΔJγ для пластов Б₁₆₋₂₀ и Ю_{1¹⁻²} Даненберговского месторождения

6. КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ (LWD)

Сервис LWD, осуществляющий каротаж в процессе бурения, относится к технологиям геофизических исследований скважин (ГИС). Геофизические исследования скважин, проводимые в открытом стволе скважины, используются для изучения геологического строения недр по скважинным разрезам, выявления и оценки запасов углеводородов. Результаты каротажа являются исходными данными для изучения геологического строения всего месторождения и региона в целом, для подсчета запасов и проектирования системы разработки нефтегазовых залежей. Изучая геологические разрезы скважины возможно определить последовательность и глубину залегания пластов горных пород, их литологию, петрофизические свойства и степени их насыщения нефтью, газом или водой. В нашем случае, посредством измерений в режиме реального времени, появляется возможность качественно провести горизонтальный ствол скважины в продуктивной зоне пласта. Современные исследования скважин — каротаж в процессе бурения LWD — позволяют экономить время на исследование скважин, в связи с чем значительно уменьшается зона проникновения фильтраата бурового раствора в пласт, что приводит к сокращению времени на его освоение.

В процессе бурения, на данный момент развития технологий используется два метода: ГК и ВЭМК.

6.1. Основы метода ГК

Гамма каротаж (ГК) основан на изучении естественного γ -излучения, которое возникает при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в породе. Распространенные радиоактивные элементы, содержащиеся в породе это калий, торий и уран. Измерение γ -излучения в скважине осуществляют с помощью детектора гамма-излучения, который перемещается вдоль ствола скважины. В качестве детектора используют детекторы ионизирующих излучений и сцинтилляционные детекторы – это устройства, преобразующее энергию излучения в другие виды энергии, удобные для регистрации, чаще всего в электрическую энергию. [17]

Ионизационные детекторы (счетчики Гейгера-Мюллера) - основаны на ионизирующей способности излучения;

Сцинтилляционные (кристалл) – на преобразовании фотоэлектрическим множителем световых вспышек (сцинтилляций), возникающих в люминофорах от воздействия излучения, в электрические сигналы.

Конструктивно сцинтилляционный детектор состоит из двух частей: «кристалл (NaI, активированный таллием)» и фотоэлектронный множитель (ФЭУ). Назначение первого описывалось выше – преобразование энергии частицы (кванта) в энергию фотона света. Назначение ФЭУ – преобразование энергии фотона в электрический импульс, прибор анализирует эти данные и преобразует в показания. Чем больше гамма-квантов (каунтов), тем больше показания, то есть зависимость прямо пропорциональная. Соответственно, самые высокие показания наблюдаются у гамма-радиоактивных пород. Интенсивность гамма-излучения, изменяющаяся с глубиной и характеризующая относительную радиоактивность пород, отмечается на кривой, называемой кривой гамма каротажа. [17]

Факторы, влияющие на показания Гамма каротажа:

Плотность бурового раствора – большая плотность бурового раствора ослабит сигнал излучения породы больше, чем низкая плотность бурового раствора

Диаметр ствола скважины – затухание будет больше в скважине большого диаметра и наоборот. [17]

Содержание калия в растворе – необходимо учитывать содержание калия в растворе, так как элемент K40 является радиоактивным элементом, что сказывается на показаниях ГК.

Коэффициент затухания – затухание естественного излучения, вносимое немагнитной утяжелённой трубой, во внутрь которого помещается зонд гамма-каротажа. Данная величина является расчетной и зависит от толщины стенки утяжеленной трубы, плотности бурового раствора и API фактора. [17]

Данные Гамма каротажа позволяют:

- Произвести привязку каротажного материала по стволу
- Произвести корреляцию пластов по разрезу
- Оценить литологический состав пород по разрезу
- Выделить интервалы коллекторов
- Оценить глинистость

6.2. Основы волнового электромагнитного каротажа

Метод ВЭМК основан на регистрации параметров электромагнитных волн радиочастотного диапазона, распространяющихся через исследуемый пласт. Регистрируемые параметры:

Затухание амплитуды электромагнитной волны;

Фазовый сдвиг электромагнитной волны.

В электропроводящем материале, волны распространяются медленнее, и их амплитуда уменьшается (ослабляется) по мере распространения. Это замедление и ослабление волн пропорционально электропроводности пласта и обратно пропорционально удельному электрическому сопротивлению. [17]

Конструктивно, приборы состоят из двух приемников (антенны) и четырех передатчиков. Передатчики расположены на разных расстояниях, для обеспечения разной глубины проникновения в пласт, и, размещены по обе стороны от приемников, для компенсации измерений.

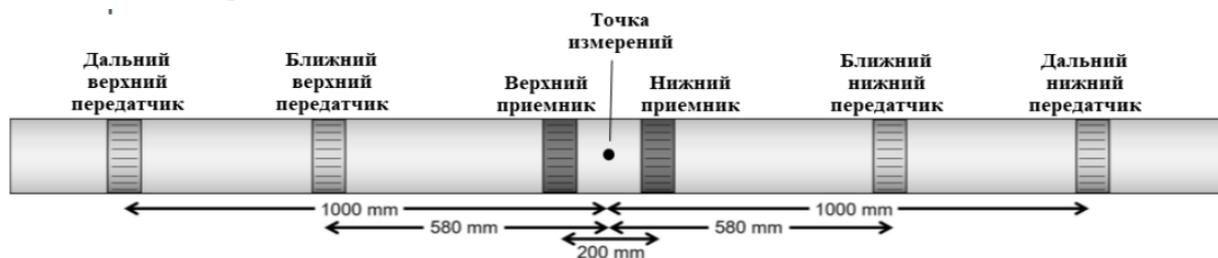


Рисунок 6.1 – Схема устройства прибора для ВЭМК

Приборы работают на двух разных частотах: 2 МГц и 400 кГц. Частота 400 кГц принадлежит диапазону средних волн или диапазону АМ-радиовещания, а частота 2 МГц лежит между частотными диапазонами АМ- и FM-радиовещания. Измерения на частоте 2 МГц более точные в пластах с высоким сопротивлением и имеют наилучшую разрешающую способность, в то время как измерения на более низких частотах имеют большую глубину исследования, при этом уменьшается эффект границ пластопересечений, снижается влияние диэлектрической проницаемости и анизотропии, но увеличивается погрешность измерений. Физический принцип измерения данного типа приборов основан на генерировании электромагнитных (ЭМ) волн одним или несколькими передатчиками с постоянной или переменной частотой (2 МГц и 400 кГц). ЭМ волны распространяются через пласт, который вызывает фазовый сдвиг и затухание амплитуды сигнала. Разности фаз и амплитуд затухания, принимаемых антеннами, являются основными измерениями, производимыми приборами данного типа, что позволяет получить восемь скомпенсированных измерений кажущегося удельного сопротивления. Но в процессе бурения, при получении реально временных данных, аппаратура может передать на поверхность только три скомпенсированных измерения кажущегося удельного сопротивления. [17]

Скорость (V) распространяющейся ЭМ волны является произведением ее длины волны (λ) и частоты (ω). В электропроводящей среде скорость распространения ЭВ снижается (затухает) пропорционально электропроводности среды. [17]

Скорость распространения волны может быть выражена в единицах скорости – путь/время, а может быть представлена в виде фазового сдвига, имеющего размерность градусов. А скорость спада, с которой ЭМ волна затухает, в децибелах. [17]

$$V = 2\pi f * \lambda$$

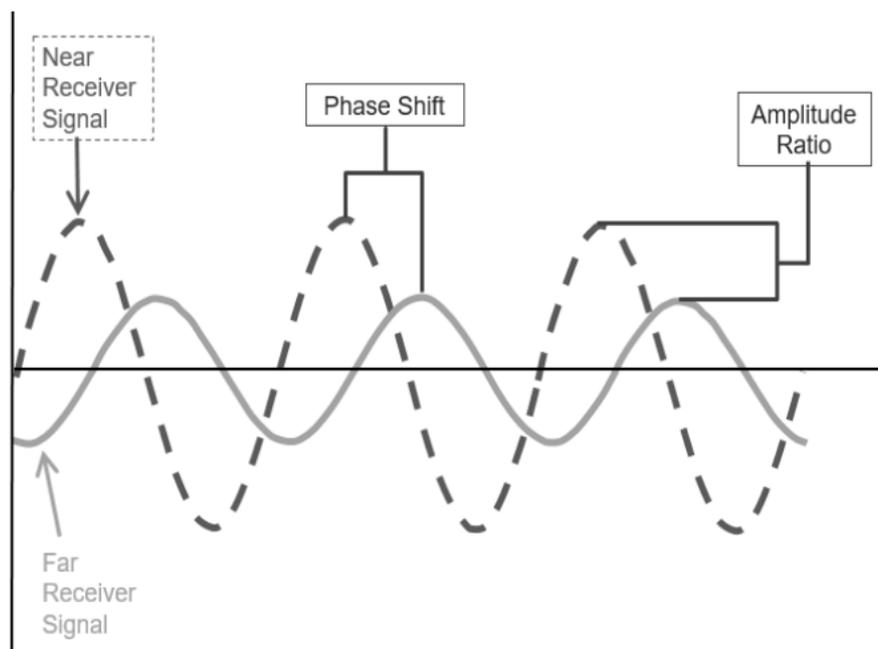


Рисунок 6.2 – Схема затухания амплитуды и фазового сдвига волны в породе

Фазовый сдвиг между сигналами, поступающими на два приемника приборов, представляет собой ту измеренную относительную долю длины волны, которая имеет место в пределах расстояния, разделяющего приемники.

Низкое удельное сопротивление среды = низкая скорость = короткая длина волны = большой фазовый сдвиг.

Высокое удельное сопротивление среды = высокая скорость = большая длина волны = небольшой фазовый сдвиг.

Вариации удельного сопротивления среды влияют не только на скорость распространяющейся радиоволны, но и на затухание, или скорость, с которой уменьшается амплитуда сигнала.

Анализируя соотношение сигнала по амплитуде, измеренной на ближнем и дальнем приемниках, мы можем определить скорость, с которой сигнал амплитуды уменьшается. Затухание в децибелах (дБ) рассчитывается как:

$$\text{Затухание амплитуды (дБ)} = 20 * \log_{10} \left(\frac{\text{амплитуда ближнего приемника}}{\text{амплитуда дальнего приемника}} \right)$$

Низкое удельное сопротивление среды = высокое затухание = большое соотношение амплитуд.

Высокое удельное сопротивление среды = низкое затухание = малое соотношение амплитуд.

Возвращаясь к конструкции приборов, мы видим, что передатчики (трансммиттеры) расположены симметрично над и под двумя антеннами приемников (ресиверы) (Рисунок 6.1).

Зеркальное расположение передатчиков и приемников вносит компенсацию в измерения фазового сдвига и амплитуд затухания. [17]

Целью регистрации параметров на различном расстоянии является обеспечение комплексных измерений сопротивления пород с различными глубинами зондирования.

Ниже приведены значения глубины исследования для 8 измерений удельного сопротивления прибором APS в среде сопротивления 10 Ом. [17]

Таблица 6.1 – Глубина проникновения разных зондов ВЭМК

	2 МГц		400 кГц	
	ближний	дальний	ближний	дальний
Фазовый сдвиг	0.66 м	0.94 м	1.02 м	1.35 м
Амплитуда сигнала	0.91 м	1.24 м	1.52 м	1.93 м

Факторы, влияющие на показания УЭС:

- Калибровочные коэффициенты. Из-за небольших различий в таких факторах, как импеданс антенн, их расположение, износ металла рядом с антеннами и небольших сигналов, проходящих непосредственно через инструмент, фактическое фазовое сопротивление и зависимости затухания от удельного сопротивления конкретного инструмента может немного отличаться от стандартного отклика на значения. Калибровка приборов вносит поправку за влияние самого прибора на измерения. [17]

- Диаметр ствола скважины. Данные корректируются на значение по калибру долота принятый за истинный диаметр скважины.

- Сопротивление бурового раствора.

Применение метода ВЭМК:

- Определение характера насыщения пластов (газ, нефть, вода, переходные зоны)
- Получение основного подсчетного петрофизического параметра Кн (Подсчет

Запасов)

- Расчленение разреза на литологические слои
- Определение глубины залегания кровли
- Установление и прослеживание тектонических нарушений и зон геологических

неопределенностей (с другими методами ГИС)

Таким образом в процессе бурения мы получаем следующие кривые ГК и ВЭМК:

0.00	GRCX(API)	150.00	Глубина	1.00	N2MPX()	1.000.00
150.00	GRCX(API)	300.00	М	1.00	F4KAX()	1.000.00
100.00	ROP(M/HR)	0.00		1.00	F4KPX()	1.000.00
2,620.00	TVSS(M)	2,650.00				

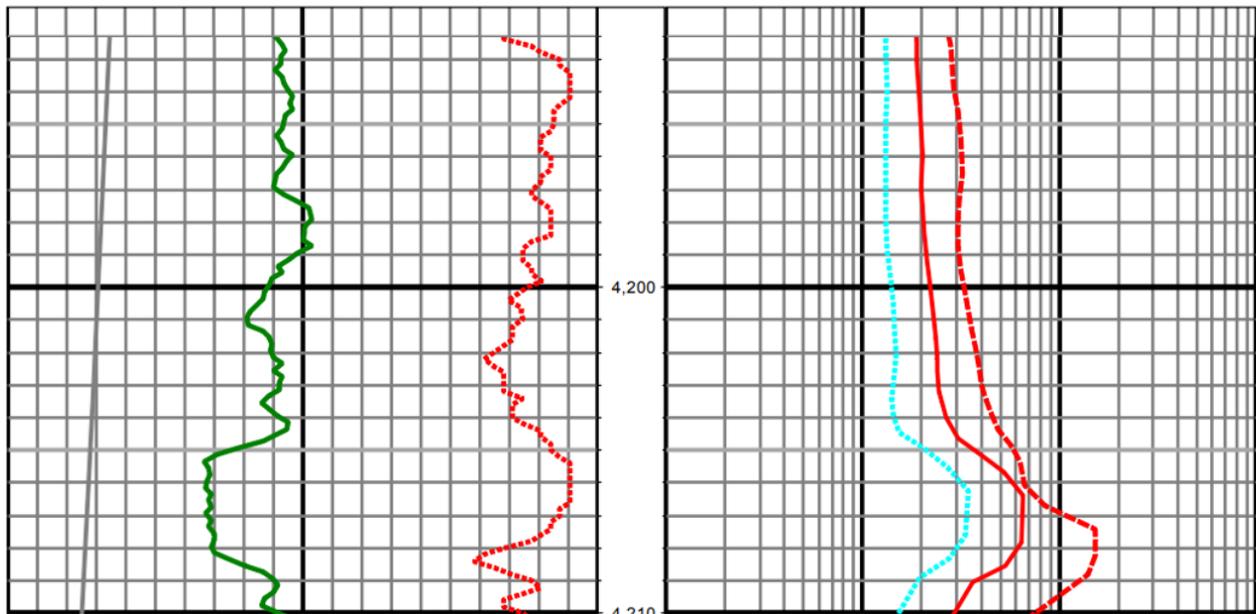


Рисунок 6.3 – Каротажная сборка в процессе бурения

Кривая скорости проходки данных (ROP) получается непосредственно из массива данных время/глубина. Следовательно, на нее влияют не только скорость бурения, но и факторы, вызванные плохим качеством контроля глубины или не правильным редактированием массива данных время/глубина. При правильном контроле глубины, кривая скорости проходки может служить полезным индикатором литологии, обусловленной изменением свойств породы. Работа телеметрии должна обеспечивать плотность данных методов LWD три точки на метр для режима передачи данных реального времени, и не менее пяти точек на метр для данных из памяти приборов. Плотность данных напрямую зависит от скорости бурения. На плотность данных также влияет конфигурация передачи данных и скорость передачи телеметрического оборудования, потому необходимо производить правильную настройку приборов LWD касательно скорости передачи и последовательности передаваемых данных для каждой конкретной скважины и поставленной задачи.

Изначальные данные приборов передаются на поверхность в зашифрованном виде, где позже декодируются наземной системой в конкретные данные. Если что-либо мешает процессу стабильной передачи сигнала, снижается качество декодирования, и данные приборов из такого сигнала могут быть рассчитаны с погрешностями (либо не рассчитаны вовсе). Таким образом при проведении работ с телеметрическим оборудованием, необходимо контролировать качество сигнала, и оперативно принимать необходимые меры при его ухудшении.

6.3. Обмен данными в системе гидроимпульсной скважинной телеметрии

В режиме реального времени мы получаем данные для кривых ГК и ВЭМК от скважинного прибора, а кривая скорости проходки рассчитывается на поверхности. Плотность данных передаваемых на поверхность зависит от кодировки сигнала. В данной работе мы разберем передачу данных по гидравлическому каналу связи (буровой раствор) на примере прибора WPR APS Technology.

Гидроимпульсная скважинная телеметрия является основным способом обмена информацией, используемым компанией APS для передачи данных, собранных от скважинных

датчиков, к наземному приемнику. Блок интерфейса датчика (SIU) – это наземный компонент систем для декодирования получаемой информации, а роторный пульсатор компании APS - скважинный компонент этих систем. На рисунке 6.4 представлена базовая блок-схема, показывающая систему измерений в процессе бурения. [18]

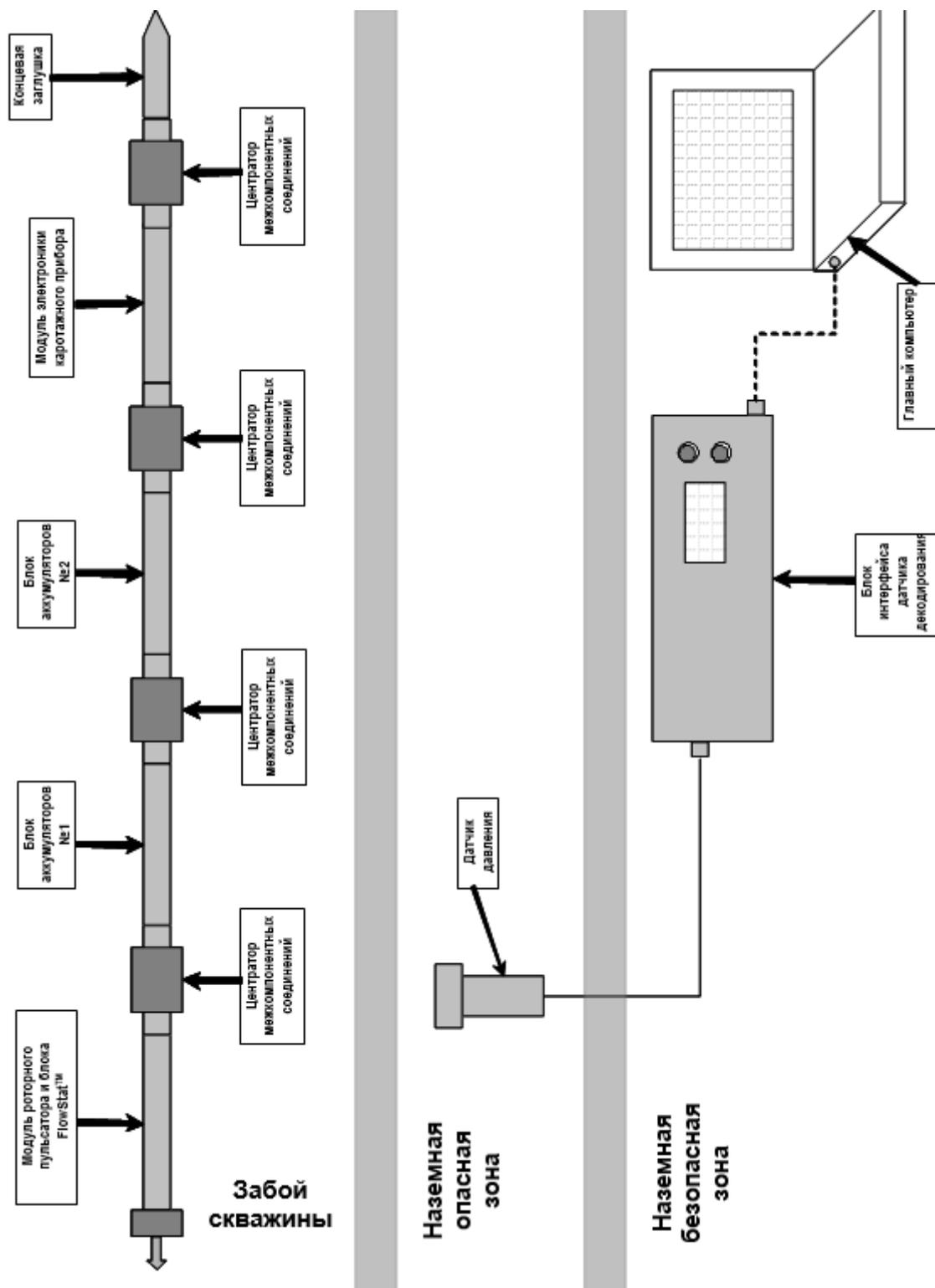


Рисунок 6.4 Базовая блок-схема системы измерений в процессе бурения

Модуль пульсатора и блока FlowStat компании APS представляют собой интегрированную электромеханическую систему, которая осуществляет обнаружение

состояния потока бурового раствора, передает сигналы о состоянии потока на другие скважинные модули и принимает данные от скважинной системы сбора данных панели кодера. Панель кодера кодирует все принимаемые данные в двоичный формат и приводит в действие клапан роторного пульсатора для создания импульсов положительного давления в системе подачи бурового раствора. Этот метод передачи данных по импульсу давлений в буровом растворе называется гидроимпульсной скважинной телеметрией (МРТ). Сигналы гидроимпульсной скважинной телеметрии обнаруживаются датчиком давления, установленным в системе вертикальной трубы буровой установки, расположенной на буровой площадке. Эти выходные сигналы датчика давления передаются по каналам на блок интерфейса датчика (SIU) с помощью интерфейсного кабеля датчика. [18]

Блок интерфейса датчика (SIU) является совершенно автономной системой сбора данных реального времени, установленной в безопасной зоне, данная система принимает сигналы гидроимпульсной скважинной телеметрии (МРТ) от датчика давления и декодирует данные телеметрии. Декодированные данные МРТ отображаются на дисплее и либо распечатываются, либо передаются на управляющий компьютер через интерфейс связи, после чего приводятся в графический вид каротажных диаграмм. [18]

Компания APS использует два разных метода кодирования данных гидроимпульсной скважинной телеметрии в процессе передачи данных:

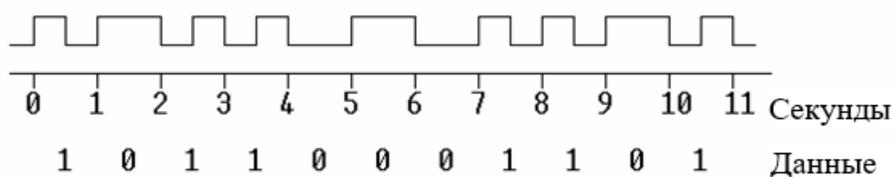
- **Vi-phase (двухфазный)** – метод кодирования с использованием фазовой модуляции
- **TimeBase2 (временной)** – метод кодирования с использованием модуляции позиции импульса

МЕТОД КОДИРОВАНИЯ VI-PHASE

Метод кодирования Vi-phase, представляет собой вид фазовой модуляции. Когда панель кодера запрограммирована для передачи данных с использованием метода кодирования Vi-phase, то эта панель приводит в действие ротационный клапан пульсатора для создания переходных положительных импульсов давления, которые возникают в начале каждого битового периода (секции). "Единица" представляется в виде второго перехода на половину битового периода позже. "Ноль" представляется как "отсутствие второго перехода". Синхронизация достигается выключением клапана в течение не менее 12 секунд, после чего идет "Вводная часть" ("Preamble"), состоящая из 12 "нулей", после которых идет одна "единица". Рисунок 6.5 содержит примеры метода кодирования Vi-phase. [18]

Когда панель кодера запрограммирована на передачу данных с использованием метода кодирования Vi-phase, то эта панель приводит в действие ротационный клапан пульсатора для каждого бита данных, который должен передаваться. По этой причине аккумуляторные батареи, работающие в скважине, теряют заряд быстрее, если используется метод кодирования Vi-phase. [18]

Пример кодирования Vi-phase (с частотой один бит в секунду):



Пример вводной части при кодировании Vi-phase:

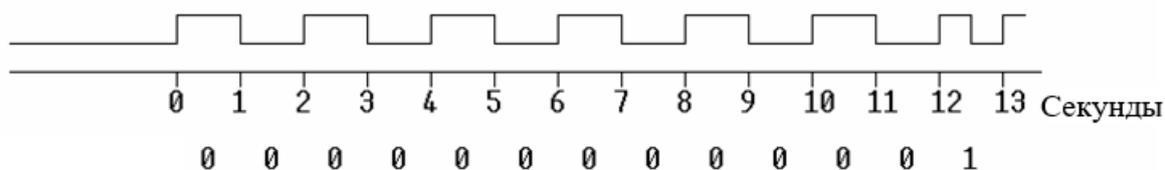


Рисунок 6.5 – Метод кодирования Vi-Phase

МЕТОД КОДИРОВАНИЯ TimeBase2

TimeBase2 является методом кодирования позиции импульса для гидроимпульсной скважинной телеметрии, он обеспечивает разумный компромисс между разрешающей способностью и временем передачи, а также может выдерживать такие ошибки данных, как ложные и пропущенные импульсы, не теряя при этом синхронизацию. Рисунок 6.6 иллюстрирует метод кодирования TimeBase2 для МРТ. Каждый импульс кодирует четырехбитную величину от нуля до пятнадцати ("полубайт"). У каждого импульса есть собственный временной диапазон. Положение импульса в пределах его диапазона определяет его цифровое значение. Например, на Рисунке 6.6 передний фронт первого импульса происходит в пределах временного отрезка 2, поэтому значение полубайта 1 составляет 2. Аналогично этому, значение полубайта 2 равно 6, значение полубайта 3 равно 15 ("F" в шестнадцатичном исчислении), и значение полубайта 4 равно 0. [18]

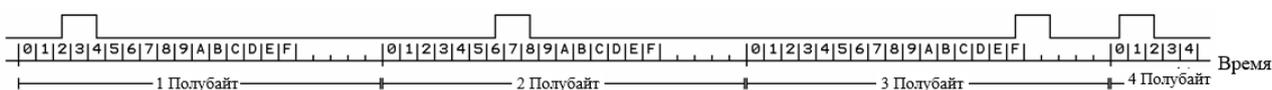


Рисунок 6.6 – Метод кодирования TimeBase2

Каждая передача МРТ в кодировке TimeBase2 начинается с серии четырех импульсов синхронизации, разделенных между собой двумя импульсами, как показано на Рисунке 6.7. Это обеспечивает уникальную последовательность импульсов, которая не будет повторяться в течение оставшейся части передачи. Имеется 5 дополнительных временных промежутков между словами, чтобы обеспечить наличие не менее 4 временных промежутков между импульсами. [18]

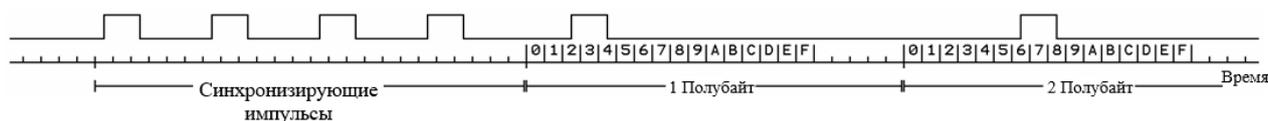


Рисунок 6.7 Импульсы синхронизации в методе кодирования TimeBase2

СКОРОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ

Скорость передачи данных определяется как скорость передачи информации гидроимпульсной скважинной телеметрии, выражаемая либо в битах в секунду, либо в

секундах на один бит. Длительность ("ширина") импульса, генерированного для конкретного метода кодирования (Vi-phase или TimeBase2), определяет скорость передачи данных гидроимпульсной скважинной телеметрии. Длительность импульса выбирается и измеряется в секундах. В Таблице 6.2 показано соотношение между длительностью импульса и скоростью передачи данных для обоих методов кодирования - Vi-phase и TimeBase2 данных МРТ. [18]

Таблица 6.2 – Соотношение между длительностью импульса и скоростью передачи данных

Длительность импульса (секунды)	СКОРОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ			
	Метод Vi-phase (двухфазный)		Метод TimeBase2 (на временной основе)	
	(биты в секунду)	(секунд на один бит)	(биты в секунду)	(секунд на один бит)
0,75	1,33	0,75	0,51	1,97
1,00	1,00	1,00	0,38	2,63
1,25	0,80	1,25	0,30	3,28
1,50	0,67	1,50	0,25	3,94
1,75	0,57	1,75	0,22	4,59
2,00	0,50	2,00	0,19	5,25
2,25	0,44	2,25	0,17	5,91
2,50	0,40	2,50	0,15	6,56
2,75	0,36	2,75	0,14	7,22
3,00	0,33	3,00	0,13	7,88

Чем короче настройка длительности импульса, тем генерируется меньшая (более низкая) амплитуда импульса. [18]

Рассмотрев методы кодирования и количество получаемых данных (точек на метр) можно сделать заключение, что современные телеметрические системы обладают не большой пропускной способностью в сравнении с методами ГИС на кабеле, у которых в свою очередь запись идет 10 точек на метр. Если увеличить пропускную способность телеметрических систем и добавить методы ГГК или нейтронного каротажа, для уточнения ФЕС пластов, то в дальнейшем телеметрическое оборудование могло бы частично заменить ГИС на кабеле для хорошо изученных месторождений и снизить затраты на строительство скважины. [18]

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕССУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного проекта является оценка экономической эффективности строительства скважины.

Исходные данные для проведения экономического обоснования организационно-технического мероприятия (инвестиционного проекта)

Перечень исходных данных по годам расчетного периода T_p приводится в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные по разработке рассматриваемого эксплуатационного объекта

№	Наименование, единица измерения	Обозначение	Ед. Измер.	Исходные значения
1.	Инвестиции на проведение организационно-технического мероприятия по годам расчетного периода T_p (по инвестиционному плану осуществляются в 1-ом базисном году T_p): а) затраты на выполнение проектно-изыскательских работ; б) балансовая стоимость оборудования (нового типа), используемого в инвестиционном проекте	Kt	тыс.руб.	7590
		Kпирт	тыс.руб.	485
		Kбт	тыс.руб.	7105
2.	Срок службы используемого в проекте оборудования	Tсл	год	7
3.	Норма амортизации по используемому в инвестиционном проекте оборудованию	На	%	14,29
4.	Число буровых установок, используемых новый тип оборудования	У	ед	5
5.	Коммерческая скорость бурения до проведения организационно-технического мероприятия	Vк1	м/ст-мес	885
6.	Коэффициент увеличения коммерческой скорости бурения в результате реализации проекта	кув	-	1,083
7.	Сметная стоимость 1м проходки до проведения организационно-технических мероприятий	См1	Руб.	2375,52
8.	Доля затрат сметной стоимости 1м проходки, зависящих от времени	at	-	0,52
9.	Налог на прибыль	Нп	%	20
10.	Принятая норма дисконта (коэффициент банковского процента по депозитам)	r	-	0,1
11.	Сметная цена 1м проходки	Цм	руб.	19240

Определение показателей экономической эффективности инвестиций в разработку и реализацию проекта

Расчет дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности в результате реализации инвестиционного проекта.

1. Продолжительность расчетного периода (T_p), год:

$$p=1+T_{сл}$$

где 1 – первый (базисный) год (по проекту – год осуществления инвестиций); $T_{сл}$ – срок службы используемого в проекте оборудования, год.

$$T_p=1+7=8 \text{ лет}$$

2. Годовая проходка по рассматриваемым буровым установкам до проведения организационно-технического мероприятия ($H_{год1}$), тыс.м

$$H_{год1} = Y * V_{к1} * 12/1000$$

где Y – число буровых установок, используемых новый тип оборудования, ед; $V_{к1}$ – коммерческая скорость бурения до проведения организационно-технического мероприятия, м/ст-мес; 12 - число месяцев в году.

$$H_{год1} = 5 * 885 * 12/1000 = 53,1 \text{ тыс.м}$$

3. Коммерческая скорость бурения после проведения организационно-технического мероприятия ($V_{к2}$), м/ст-мес

$$V_{к2} = V_{к1} * k_{ув}$$

где $k_{ув}$ – коэффициент увеличения коммерческой скорости бурения в результате реализации проекта.

$$V_{к2} = 885 * 1,083 = 958,455 \text{ м/ст-мес}$$

4. Годовая проходка по рассматриваемым буровым установкам после проведения организационно-технического мероприятия ($H_{год2}$), тыс.м

$$H_{год2} = Y * V_{к2} * 12/1000$$

$$H_{год2} = 5 * 958,455 * 12/1000 = 57,5 \text{ тыс.м}$$

5. Сметная стоимость 1м проходки по затратам, зависящим от времени, до проведения организационно-технического мероприятия ($C_{м(т)1}$), руб.

$$C_{м(т)1} = C_{м1} * a_t$$

$$C_{м(т)1} = 2375,52 * 0,52 = 1235,27 \text{ руб.}$$

6. Сметная стоимость 1м проходки по затратам, зависящим от объема бурения (метров проходки), до проведения организационно-технического мероприятия ($C_{м(н)1}$), руб.

$$C_{м(н)1} = C_{м1} - C_{м(т)1}$$

$$C_{м(н)1} = 2375,52 - 1235,27 = 1140,25 \text{ руб.}$$

7. Сметная стоимость 1м проходки после реализации организационно-технического мероприятия ($C_{м2}$), руб.

$$C_{м2} = C_{м(н)1} + C_{м(т)1} * H_{год1} / H_{год2}$$

$$C_{м2} = 1140,25 + 1235,27 * 53,1 / 57,5 = 2280,99 \text{ руб.}$$

8. Прирост прибыли по годам расчетного периода T_p в результате реализации организационно-технического мероприятия ($\Delta P_{год}$), тыс.руб.

$$\Delta P_{год} = (C_m - C_{м2}) H_{год2} - (C_m - C_{м1}) * H_{год1}$$

где C_m - сметная цена 1м проходки, руб.

Для 1 года T_p значение $\Delta P_{год1} = 0$, так как по условию инвестиционного проекта эксплуатация оборудования начинается со второго года T_p .

$$\Delta P_{год} = (19240 - 2280,99) * 57,5 - (19240 - 2375,52) * 53,1 = 975143,075 - 895503,888 = 79639,187 \text{ тыс.руб.}$$

9. Прирост чистой прибыли по годам расчетного периода T_p в результате реализации организационно-технического мероприятия $\Delta P_{ч(год)}$, тыс.руб.

$$\Delta P_{ч(год)} = \Delta P_{год} * (1 - H_n / 100)$$

где H_n - налог на прибыль, %.

$$\Delta P_{ч(год)} = 79639,187 * (1 - 20/100) = 63711,35 \text{ тыс.руб.}$$

10. Величина амортизационных отчислений по используемому в инвестиционном проекте оборудованию по годам его эксплуатации ($A_{год}$), тыс.руб.

$$A_{год} = 7105 * 14,29 / 100 = 1015,30 \text{ тыс.руб.}$$

где $K_{бт}$ – балансовая стоимость оборудования (нового типа), приобретенного согласно инвестиционному проекту в конце t -того (в данном случае – первого) года расчетного периода T_p , тыс.руб.; H_a - норма амортизации по используемому в проекте оборудованию, %.

Для 1 года T_p величина $A_{год1} = 0$, так как амортизационный период начинается со 2 года T_p .

11. Дополнительный чистый приток денежных средств от операционной деятельности по годам расчетного периода T_p в результате реализации проекта ($\Delta\Pi_{0t}$), тыс.руб.

$$\Delta\Pi_{0t} = \Delta\Pi_{(год)t} + A_{годt}$$

$$\Delta\Pi_{0t} = 79\,639,187 + 1\,015,30 = 80\,654,49 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет оценочных показателей экономической эффективности инвестиций.

1. Дисконтированная величина дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности за расчетный период T_p ($D_{диск}$), тыс.руб.

$$D_{диск} = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta\Pi_{0диск} = \sum_{t=1}^{T_p} [\Delta\Pi_{0t} / (1+r)^t] = 392659,8 \text{ тыс.руб.}$$

2. Дисконтированная величина инвестиций на разработку и реализацию инвестиционного проекта за расчетный период T_p ($K_{диск}$), тыс.руб.

$$K_{диск} = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta K_{диск} = \sum_{t=1}^{T_p} [K_t / (1+r)^t] = 6900 \text{ тыс.руб.}$$

3. Чистый дисконтированный доход за расчетный период T_p от реализации инвестиционного проекта ($D_{ч}$), тыс. руб.

$$D_{ч} = D_{диск} - K_{диск} = 385759,8 \text{ тыс.руб.}$$

4. Внутренняя норма доходности инвестиций ($E_{вн}$). Значение $E_{вн}$ определяется из условия, что $\sum_{t=1}^{T_p} [\Delta\Pi_{0t} / (1+E_{вн})^t] = \sum_{t=1}^{T_p} [K_t / (1+E_{вн})^t]$ Установление искомой величины $E_{вн}$ производится итеративным путем и сводится к поиску такого значения $E_{вн}$, при котором выполняется условие уравнения.

5. Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (E_d)

$$E_d = D_{диск} / K_{диск} = 56,9$$

6. Срок окупаемости инвестиций ($T_{ок}$), год. Величина $T_{ок}$ определяется согласно из условия, что

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} \Delta\Pi_{0диск} = \sum_{t=1}^{T_{ок}} K_{диск}$$

а) определим кумулятивное значение дисконтированной величины дополнительного чистого притока денежных средств от операционной деятельности по годам расчетного периода T_p ($\Delta\Pi'_{0диск}$), тыс. руб.

$$\Delta\Pi'_{0диск} = \Delta\Pi'_{0диск(t-1)} + \Delta\Pi_{0диск}$$

Для первого года расчетного периода T_p значение $\Delta\Pi'_{0диск(t-1)} = 0$;

б) находим два смежных значения $\Delta\Pi'_{0диск}$, которые отвечают условию, что

$$\Delta\Pi'_{0диск(t-1)} < K_{диск} < \Delta\Pi'_{0диск}$$

в) устанавливаем целое число лет срока окупаемости инвестиций $T_{ок,ц} = 5$

г) рассчитаем $T_{ок}$

$$T_{ок} = T_{ок,ц} + \frac{K_{диск} - \Delta\Pi'_{0диск(t-1)}}{\Delta\Pi'_{0диск} - \Delta\Pi'_{0диск(t-1)}} = 5 + \frac{6900 - 0}{392659,8 - 0} = 5,0176$$

Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта.

Для оценки экономической эффективности от реализации организационно-технического мероприятия (инвестиционного проекта) результаты расчетов сведем в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Оценочные показатели экономической эффективности проекта

№	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение показателя
1.	Суммарная величина инвестиций за расчетный период T_p	K_t	тыс.руб.	7590
2.	Чистый дисконтированный доход за расчетный период T_p	Дч	тыс.руб.	282 819,54
3.	Внутренняя норма доходности инвестиций	Евн	-	10,63
4.	Индекс доходности (рентабельности) инвестиций	Ед	-	56,9
5.	Срок окупаемости инвестиций	Ток	год	5,0176

Оценка экономической эффективности инвестиций

В данном разделе излагается результат оценки рассматриваемого проекта (табл.2) на основе выполнения следующих условий экономической эффективности инвестиций:

а) $385759,8 > 0$; б) $10,63 > r$; в) $56,9 > 1$; г) $5,0176 < 8$

Организационно-экономические выводы (рекомендации)

В данном разделе мы произвели расчеты по окупаемости инвестиционного проекта. Инвестиционный проект включает использование инновационных технологий для повышения качества цементирования хвостовика. Проведя анализ полученных показателей эффективности экономической деятельности, мы можем сделать вывод о целесообразности применения инвестиционного плана, т.к. срок окупаемости инвестиций меньше продолжительности расчетного периода, что в последующем приведет к получению дополнительного притока денежных средств.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Общая характеристика объекта

Рассматриваемый объект – кустовая площадка, находящаяся на Даненбергском месторождении. На кустовой площадке, состоящей из нескольких групп скважин будут выполняться работы по строительству эксплуатационной скважины. Для бурения рассматриваемой скважины будет применяться мобильный буровой комплекс МБК-140. Он предназначен для бурения эксплуатационных и разведочных скважин, для капитального ремонта и зарезки боковых стволов. Глубина бурения до 3000м. Для осуществления реконструкции и работы мобильного бурового комплекса будет задействована буровая бригада, работающая в 2 рабочие смены под руководством бурового мастера, который представляет фирму – генерального подрядчика. Также, на кустовой площадке задействованы подрядные организации, выполняющие сервисный услуги по ННБ, Растворам, Супервайзингу, Обеспечению питания. Вахтовый посёлок для размещения всего задействованного персонала расположен на кустовой площадке на допустимой, согласно правилам промышленной безопасности, удаленности от буровой вышки (Высота вышки 38м + 10м).

Для работы МБК -140 необходимо обеспечить наличие горючих жидкостей, применяемых в технологическом процессе: Дизтопливо, масло и нефть на складе ГСМ 6 емкостей по 25 м3 для дизтоплива; 2 емкости по 25 м3 для нефти для работы котельного блока; 1 емкость 5 м3 под масло. Котельный блок ПКН-2М работает с мощностью 11,4кВт и производит 2т пара в час. Вырабатываемый пар имеет давление до 0,8 МПа и температуру до 176 °С.

На данной кустовой площадке осуществляется добыча нефти без содержания сероводорода.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015. выделяют:

Опасные производственные факторы – факторы воздействия, которых может нанести вред, острое отравление или любому другому резкому ухудшению самочувствия, здоровья (опасность высокого давления, высокого напряжения, опасное температурное воздействие)

Вредные производственные факторы – факты, которые при длительном воздействии могут привести к заболеванию, снижению эффективности деятельности, либо могут отрицательно воздействовать на потомство (экстремальный климат, недостаточность освещения, тяжелый и напряженный труд, эмоциональное давление, шум, вибрация и т.д.) [10]

Вредный фактор перерастает в опасный, если его уровень, длительность и концентрация достигает определенного предела.

Физические опасные:

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, давление, Электрический ток, Электрическая дуга и искры, Статическое электричество, Острые кромки, заусеницы на поверхности инструментов

Высота, Падение предметов,

Физические вредные:

Экстремальный микроклимат в помещении, Экстремальный микроклимат на открытой площадке, Высокий уровень шума, Высокий уровень вибрации,

Высокий уровень электромагнитных и ионизирующих излучений, Радиация (ВЧ, УВЧ, СВЧ, ионизирующая, ультрафиолетовая), Давление под землей или в горах и его резкое изменение, Дефицит освещенности на рабочем месте

Химические вредные:

Превышение уровня пылевой взвеси и газового фактора рабочей зоны, Естественная радиоактивность горных пород, Токсичные и вредные вещества[10]

Психофизиологические:

Нервоз, эмоциональное давление, Тяжесть и изнурительность физического труда, Монотонный режим работы, Эмоциональные стрессы

Биологические:

Воздействие болезнетворных вирусов при отравлении, Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Лебёдка МБК-140.03.00.000

Предназначена для выполнения СПО, плавной подачи удерживаемого на весу инструмента по мере углубления скважины, регулирования нагрузки на долото, спуска обсадных колонн в скважину и другого инструмента (при аварийных работах).

Буровая лебедка имеет следующие характеристики:

наибольшее усилие натяжения в рабочей (набегающей) ветви каната.

мощность на барабане.

число скоростей навивки каната на барабан и их величины.

диаметр и ширина барабана.

канатоемкость, характеризующая длину каната, который можно разместить на барабане не более, чем в 4 слоя.

Существует два вида тормоза на лебедке – ленточный и гидродинамический.

Ленточный – Выполняет полную остановку барабана при СПО, для удержания БК или ОК на весу и плавной их подачи.

Гидравлический тормоз – имеет вспомогательную функцию, автоматически регулирует скорость спуска блока, предупреждает быстрый износ главного тормоза.

Тяговое усилие, кН (тс), не менее 191 (19,5)

Активная площадь тормозных лент, м² 1,3

Угол охвата шкива тормозной лентой 330°

Муфты включения дисковые, фрикционные, пневматические

Усилие на рычаге тормоза, Н (кгс), не более 200 (20)

Возможные риски связанные с работой лебедки МБК-140.03.00.000:

1. Попадание конечностей во вращающийся механизм лебёдки при размещении датчиков и других наладочных работ.
2. Получение ожога при контакте с системой торможения лебедки.
3. Инструменты для снижения рисков:
4. Установка защитных кожухов на потенциально опасных частях механизмов, вращающихся, нагреваемых элементах.
5. Установка предупреждающих табличек о потенциальной опасности.
6. При работе буровой лебёдки ограждение опасной зоны.

Буровая вышка МБК-140

Предназначена для:

1. спуска в скважину и извлечения из нее БТ и СПО.
2. размещения свечей, извлеченных из скважины.
3. спуска обсадных колонн.
4. поддержания бурильной колонны в подвешенном состоянии в процессе бурения.
5. различных вспомогательных работ.

Характеристика вышки МБК-140:

Тип наклонная, телескопическая с открытой передней гранью

Угол наклона при расстоянии от оси крюкоблока до оси задних аутригеров 2280 ± 20 мм 3° 30' ± 5'

Количество секций, шт. 2

Высота от земли до оси кронблока, м 38

Длина поднимаемой свечи, м, не более 24

Емкость магазинов полатей верхового рабочего:

1. бурильных труб Ø 114 и 127 мм, погонная длина, м 3000
2. насосно-компрессорных и бурильных труб Ø 73 и 89 мм, погонная длина, 5500 м

Возможные риски, связанные с работой буровой вышки МБК-140:

1. Падение предметов с большой высоты
2. Падение работника с лестниц и платформ вышки
3. Защемление работника во время демонтажа вышки с помощью гидравлической системы
4. экстремальные условия при работе на высоте, эмоциональное напряжение, страх высоты, излучение шума и др.

Инструменты для снижения рисков:

1. Установка козырьков и защитных навесов роторной площадки
2. Ограждение зон с возможным падением элементов при работах на высоте
1. Для исключения падения работников обеспечить конструкции лестниц и перил в соответствии с требованиями ПБ.
2. При подъеме работника на площадку верхового обеспечить наличие страховочного пояса
3. При монтаже и демонтаже опасные зоны буровой ограждать и устанавливать предупреждающие таблички
4. Проводить предсменный инструктаж, а также инструктаж перед работами повышенной опасности

Талевая система МБК-140

Талевая (полиспастная) система предназначается для распределения натяжения каната по сравнению с поднимаемым грузом. Талевая система состоит из кронблока, талевый блок, крюк, стропы и талевой канат. На кронблоке находится один или несколько роликов, установленных на раме, смонтированной на верхней площадке буровой вышки. Талевый блок – имеет корпус, в котором также, размещаются ролики. Его подвешивают на талевом канате, и он опускается и поднимается вместе с грузом. Крюк крепят под талевым блоком. Крюкоблок – крюк + талевый блок.

Оснастка 4 x 5

Диаметр талевых канатов, мм 28

Наименьшая скорость подъема крюкоблока, м/с, не менее 0,015

Наибольшая скорость подъема крюкоблока, м/с, не более 1,4

Возможные риски, связанные с работой талевой системы МБК-140:

1. Падение канатов при обрыве на стол ротора
 2. Падение крюко-блока на стол ротора вследствие обрыва каната талевой системы
- Инструменты для снижения рисков:
1. Каждую смену необходимо проверять состояние элементов, входящих в талевую систему
 2. Необходим контроль за наработкой талевых канатов.
 3. При ликвидации аварий запрещается прикладывать нагрузку на талевый и лебедочный блок превышающую номинальную грузоподъемность элементов талевой системы и лебедки.
 4. Перед каждой сменой необходимо проверять СИЗ на пригодность к работе.
 5. Ограждение зон с возможным падением элементов талевой системы

Буровой ротор с универсальным приводом МБК-140

Производит вращение БК, а также с помощью клинового захвата удерживает БК либо ОК на весу при разгрузке талевого системы. Ротор устанавливается на основании буровой.

Таблица 8.1 – Характеристики ротора МБК-140

диаметр проходного отверстия стола ротора, мм	560
допускаемая нагрузка на стол ротора и клинковой захват, кН (тс), не более	1226 (125)
максимальный крутящий момент, кН-м	25
максимальная частота вращения, с-1(об/мин)	2,5 (150)
диаметры труб, захватываемых клинковой подвеской, мм*	60 - 340
привод подъема клиньев	пневмоцилиндр двухстороннего действия
габаритные размеры, мм, не более	1900 x 1000 x 900
масса, кг, не более	2700

Возможные риски, связанные с работой ротора МБК-140:

1. Попадание работника в ротор при вращении ротора
2. Защемление конечностей при заклинивании и подъеме ротора над столом с последующим падением
3. Ушибы переломы и более тяжелые травмы вследствие использования ротора не по назначению (свинчивание резьб ротором)

Инструменты для снижения рисков:

1. Проведение предсменного инструктажа с работниками, задействованными при работе на столе ротора
2. Контроль за состоянием оборудования и элементов ротора и квадратной ведущей трубы

Буровой насос трехплунжерный СИН-61

Производит подачу промывочной жидкости по циркуляционной система. Это один из основных блоков на буровой.

Он состоит из двух частей – гидравлической и механической, смонтированных на общей станине. Технические характеристики:

Максимальная приводная мощность (не менее), кВт - 500

Диаметр плунжеров, мм - 100, 125, 140

Давление максимальное*, МПа - 35

Наибольшая идеальная подача*, л/с (м³/ч) (при частоте вращения вала насоса 300 об/мин) при диаметре плунжера:

100 мм 23,6 (85)

125 мм 36,8 (132)

140 мм 46,2 (166)

Габаритные размеры, мм - 2037x1166x834

Масса насоса, кг - 2775

Возможные риски, связанные с работой насоса СИН-61:

1. Защемление, затягивание конечностей в движущиеся части насоса
2. Травмы глаз при разборке элементов насоса, находящихся под давлением

3. Поражение электрическим током при контакте с электродвигателем насоса во время ремонта без предварительного снятия напряжения
 4. Ожоги вследствие начала работ по ремонту до снижения температуры нагреваемых элементов насоса
 5. Ожоги и другие поражения вследствие возгорания насоса
- Инструменты для снижения рисков:
1. Все работы по ремонту и обслуживанию насоса СИН-61 производить согласно ИПБОТ 041-2008 при эксплуатации, ремонте и обслуживании буровых насосов и их обвязок
 2. перед началом ремонта насосов следует:
 - остановить насосы и вывесить на пусковых устройствах плакаты: "Не включать! Работают люди" ;
 - сбросить давление в нагнетательном трубопроводе путем открытия пусковой задвижки;
 - при ремонте насоса, требующего проникновения обслуживающего персонала за ограждения, отсоединить воздушный шланг от привода насоса;
 3. Перед проведение ремонтов и обслуживания производить инструктаж задействованного персонала
 4. При работе с буровыми насосами необходимо использовать соответствующие СИЗ
 5. Движущиеся механизмы и элементы, части насоса, находящиеся под давлением, воздействием высокой температуры и находящиеся под напряжением необходимо закрывать защитными кожухами, ограждениями, использовать предупреждающие таблички об опасности соответствующие этой опасности.

Вертлюг ВБ-140

Вертлюг – предназначен для подачи промывочной жидкости в бурильную колонну. Колонна при это может вращаться. Чтобы обеспечить вращение бурильной колонны при неизменном положении РВД имеются подшипники и несколько сальников для герметизации.

Таблица 8.2 – Характеристики вертлюга ВБ-140

допускаемая статическая нагрузка, кН (тс), не более	1373 (140)
допускаемая динамическая нагрузка с максимальной частотой вращения 6 с-1 (360 об/мин), кН (тс), не более	981 (100)
диаметр проходного отверстия, мм	75
частота вращения, не более, с -1 (об/мин)	6 (360)
номинальное давление промывочной жидкости МПа (кгс/см ²)	19,6 (200)
габаритные размеры, мм, не более	2400 x 670 x 662
масса, кг, не более	750

Возможные риски, связанные с работой Вертлюга ВБ-140:

1. Травмы, полученные при ремонте элементов, находящихся под давлением, без предварительного снятия давления
 2. Травмы, полученные при разрыве РВД, вследствие превышения допустимого давления
- Инструменты для снижения рисков:

1. Во время ремонта и обслуживания вертлюга ВБ-140 устанавливать предупреждающие таблички в насосном блоке "Не включать! Работают люди"
2. Перед ремонтом и обслуживанием производить инструктаж
3. Перед началом работ по ремонту проверить давление в циркуляционной системе

ЦСГО

Циркуляционная система выполняет следующие задачи:

1. приготовление бурового раствора.
2. подвод бурового раствора от устья скважины к приемным емкостям.
3. очистка бурового раствора от примесей выбуренной породы и его дегазация.
4. обработка циркуляционной системой бурового раствора химическим путем.
5. подача раствора к буровым насосам и к доливной емкости.
6. создание условий для его хранения.

В циркуляционной системе размещаются ёмкости необходимого объема, соединенные между собой, а также, система для отчистки раствора.

Работа циркуляционных систем (ЦС) регламентируется ГОСТ 16350-80 для бурения нефтяных и газовых скважин в условиях умеренного макроклиматического района.

Опасные факторы: Работа в ЦСГО сопряжена с работой с химическими веществами, падение тары при погрузке, движущиеся механизмы, высокое давление циркуляционной системы.

Вредные факторы: Химические и токсичные вещества, высокий уровень шума и вибраций, радиоактивный фон.

Раскрепитель резьбовых соединений. Ключ УМК.

Раскрепитель гидравлический предназначен для натяжения троса, который закреплен на ключе УМК. На МБК-140 применяется 2 цилиндра раскрепителя. Характеристики: Максимальное тяговое усилие, не более кН (тс) 49 (5,0); Давление рабочей жидкости, МПа (кгс/см²), не более 20 (200); Рабочий ход штока, мм 900 ± 20

Возможные риски, связанные с использованием УМК:

1. Затягивание свисающих частей одежды, волос при натягивании ключа УМК
2. Травмы вследствие резкого проскальзывания ключа во время свинчивания и развинчивания
3. Травмы вплоть до летального исхода вследствие разрыва троса натяжения ключа УМК при свинчивании и развинчивании резьб

Инструменты для снижения рисков:

1. К работам по эксплуатации и обслуживанию УМК допускаются работники буровой бригады после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к указанным работам.
2. Все работы производить в соответствии с ИПБОТ 040-2008 при эксплуатации и обслуживании машинных ключей
3. Перед проведение ремонта, эксплуатации и обслуживания проконтролировать ознакомление задействованных работников с технической документацией "Паспорт" и "Руководство по эксплуатации" машинных ключей с помощью листа ознакомления.

ГИДРОКЛЮЧ ГКШ-3200

Предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания труб с наружными диаметрами от 60 мм (2 3/8") до 178 мм (7").

Возможные риски, связанные с использованием ГКШ-3200:

1. Затягивание свисающих частей одежды, волос при вращении верхней челюсти
2. Травмы вследствие резкого проскальзывания ключа во время свинчивания и развинчивания
3. Травмы вплоть до летального исхода вследствие разрыва троса натяжения ключа ГКШ при свинчивании и развинчивании резьб
4. Поражение зрительных органов вследствие разгерметизации пневматической системы
5. Ушибы и переломы конечностей вследствие ненадлежащего выполнения техники безопасного ведения работ.

Инструменты для снижения рисков:

1. К работе с ключами ГКШ допускаются помощник бурильщика, операторы ПРС, КРС после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к указанной работе.
2. До начала работы необходимо убедиться в исправности ключа ГКШ, установить необходимого размера челюсти, смазать вращающиеся элементы, очистить от наледи и других загрязнений.
3. Все работы с ключом ГКШ необходимо выполнять в соответствии с ИПОТ 160-2008.

Идентификация объекта

Для идентификации объекта будем использовать классификации ОПО, которые приведены в 116-ФЗ от 01.07.2021 (таблицы №1 и №2 Приложения №2), а также, Приказ РТН № 471 от 30.11.2020 пункт 4 «Опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса».

Согласно Приказа РТН № 471 от 30.11.2020г., пункт 4 «Опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса», ОПО нефтегазодобывающего комплекса идентифицируются по признаку использования и получения опасных веществ, использования оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа или при температуре нагрева воды более 115°C, и грузоподъемных механизмов. [10]

Согласно критериям, указанным в Приказе РТН № 471 от 30.11.2020г., пункт 4 «Опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса», наш объект относится к опасным производственным объектам нефтегазодобывающего комплекса, так как на объекте ведения деятельности используется котельное оборудование ПКН-2М, которое вырабатывает водяной пар под давлением 0,08 МПа с максимальной температурой 176 °С.

Руководствуясь критериями, указанными в пункте 3 приложения № 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ от 01.07.2021 в части выбросов добываемой продукции из залежи продукции с содержанием сероводорода для нашего объекта необходимо установить 4 класс опасности, так как выделение сероводорода возможно в количествах менее 1%.

Объект ведения работ относится к опасным производственным объектам 4 класса опасности - объекты низкой опасности. [10]

Допуск персонала к выполнению работ

Общие требования

При производстве работ при строительстве скважины необходимо руководствоваться «правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», которые устанавливают следующие требования:

1. На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, устанавливаются предупредительные знаки и надписи.
2. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы, переходы в темное время суток обеспечиваются освещением. Уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов.
3. В производственных помещениях, кроме рабочего, предусмотрено аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках предусмотрено аварийное или эвакуационное освещение. Светильники аварийного (эвакуационного) освещения запитываются от независимого источника.
4. Все потенциально опасные места объекта (открытые емкости, трансмиссии и т.д.) ограждаются, закрывая доступ к ним со всех сторон.
5. Эксплуатация технических устройств осуществляется в соответствии с инструкциями по эксплуатации. Импортное оборудование и инструмент эксплуатируется в соответствии с технической документацией фирм – поставщиков.
6. На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, предусматриваются видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».
7. На запорной арматуре (задвижках, кранах), устанавливаемой на трубопроводах предусмотрены указатели положений «Открыто» и «Закрыто»;
8. Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование заземлены, в соответствии с требованиями ПУЭ-7.
9. Одиночно установленное оборудование запроектировано с самостоятельными заземлителями или присоединяются к общей заземляющей магистрали при помощи отдельного заземлителя.
10. Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, запроектированы во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающей требованиям ПУЭ-7, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси. Электропроводки, токопроводы и кабельные линии, заземление электрооборудования выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ-7.
11. Все работники организаций, в том числе их руководители проходят обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих проводится ежегодно, у руководителей и специалистов – не реже одного раза в год.
12. К работам на опасных производственных объектах допускаются работники, после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по

безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

13. При выполнении специальных работ силами буровой бригады (например, передвижка буровой установки, монтаж мобильных буровых установок, ремонтные работы повышенной сложности) рабочие бригады должны пройти дополнительное обучение и получить допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.
14. К самостоятельному выполнению работ повышенной опасности допускаются лица не моложе 18 лет, признанные годными к их производству медицинским освидетельствованием, имеющие производственный стаж на указанных работах не менее одного года и тарифный разряд не ниже третьего, прошедшие обучение и проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда, в том числе и настоящей инструкции, имеющие удостоверение на право производства этих работ, получившие инструктаж на рабочем месте по безопасности при выполнении работ.

Требования к нормативно-технической документации

1. Все работы по бурению, креплению и освоению должны выполняться с соблюдением требований, изложенных в правилах безопасности, действующих региональных и отраслевых инструкциях и нормативных документах.
2. Оборудование и инструменты, применяемые при бурении боковых стволов, должны иметь технические паспорта.
3. На объекте должен находиться комплект инструкций по эксплуатации всего оборудования, механизмов и инструмента
4. Эксплуатация оборудования с нарушением инструкций запрещается. Эксплуатация оборудования и инструмента должна осуществляться в пределах допустимого ресурса (срока службы, установленного изготовителем).
5. Применение оборудования, несоответствующего по классу климатическим условиям, не допускается.
6. В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта).
7. При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя. [10]

Перечень работ повышенной опасности на буровой:

Работа на высоте, работы в замкнутых пространствах, колодцах, резервуарах, ремонт и наладка гидравлического и пневматического оборудования, огневые работы, работы с электро-газосваркой, работы вблизи ВЛ, работы, связанные с перемещением тяжелых грузов, вышкомонтажные работы, работы с легковоспламеняющимися жидкостями, Работы в условиях плохой видимости, Совместные работы на кустовой площадке, работа с радиацией.

Управление опасными факторами и их последствиями в процессе выполнения работ

Инструменты управления рисками можно разделить на четыре основные процедуры, которые успешно применяются на предприятиях с целью доведения информации до персонала, снижая вероятность последствий от негативных событий, воздействий на работника в процессе выполнения работ.

1. Инструктаж перед началом работ.
2. Наряд-допуск.
3. Анализ безопасности работ.
4. Управление критическими операциями.

В данном разделе мы определили основные узлы и агрегаты, с которыми происходит взаимодействие рабочих при производстве работ при бурении эксплуатационной скважины, определили какие риски для здоровья существуют при производстве работ с теми или иными агрегатами. Определили какие требования предъявляются к работникам, допускаемым к работам повышенной опасности и какие существуют регламенты и требования к документации на ОПО.

Разработав анализ безопасного ведения работ, можно сделать вывод о том, существующих мер контроля недостаточно для ведения безопасной деятельности, существуют дополнительные меры, при использовании которых, шансы происшествий значительно снижаются. Для безопасного производства работ на опасных производственных объектах необходимо использовать все существующие средства и методы контроля для снижения рисков связанных со здоровьем и жизнью работников.

Экологическая безопасность

При производстве геофизических исследований в скважине для оценки фильтрационно-емкостных свойств необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ происходит воздействие на следующие виды экосистемы:

Поверхностные воды. Поверхностные воды могут загрязняться отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвешями: минеральных частиц бурового шлама; ГСМ от пролива нефтепродуктов; продуктов распада взрывчатых веществ; хозяйственных стоков; продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя. Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, обваловывались грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью оборудовались канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков оборудовались туалеты и выгребные ямы - накопители.

Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительносообщество.

Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянокотрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. В соответствии с "Основами земельного законодательства" и СНиП 1.02.01-85, на всех нарушенных землях производилась рекультивация. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени использовались просеки и

проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

Геологическую среду. Происходит ее нарушение при проведении геофизических работ. Глубина поисково-картировочных скважин была в пределах 28-200 м. Все выработки размещены в толще многолетнемерзлых породах и не загрязняют подземные воды. После выполнения геологической задачи, в скважинах выполнялся ликвидационный тампонаж. Учитывая, что глубины скважин не превышают 200 м при мощности многолетнемерзлых пород 760-780 м, в условиях низких температур тампонажная смесь застывает и приобретает свойства окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO₂), оксид углерода (СО - угарный газ), диоксид серы (SO₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³

Оксид углерода: 3 мг/м³

Диоксид серы: 0,05 мг/м³

Метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ).

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором доустья. Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противодонной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противодонной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции); неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

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

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.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
- Ведро пожарное – 1 шт.
- Топоры – 1 шт.
- Ломы – 2 шт.
- Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ геофизических исследований прошлых лет, на основании которого была построена физико-геологическая модель. Было выбрано местоположение проектируемой скважины, а также подобран комплекс геофизических методов, позволяющий решить поставленные геологические задачи по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины.

Рассмотрены методики проектируемых скважинных исследований и обработка данных их результатов.

В специальной части рассмотрен способ передачи геофизической информации от забоя на поверхность, в режиме реального времени.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины на территории Даненбергского месторождения составляет 7590 тысяч рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Геофизические работы методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в скважине № 7п Даненбергского месторождения (Куль-Еганский № 56 лицензионный участок). Отчет о результатах обработки и интерпретации материалов вертикального сейсмического профилирования. – 114 с.
2. Обработка, переобработка и интерпретация сейсморазведочных работ МОГТ 2Д на Проточном-2 (№ 110-2) лицензионном участке, включая Даненбергское месторождение. Отчёт по результатам работ сейсморазведочной партии № 86/06-07 (2D). – 156 с.
3. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке месторождений нефти и газа. Геология и геофизика, 2010, т.51, №3, – 400 с.
4. Конторович В.А. Отчет по договору № 10-09: Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-западной части Александровского свода. «Отчет по договору № 400-101 сейсморазведочной партии 34/2002-2003 о проведенных поисково-детальных сейсморазведочных работах МОГТ на Куль-Еганском лицензионном участке». Новосибирск ИНГГ СО РАН. Самара, ОАО «Самаранефтегеофизика», 2004.
5. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
6. Конторович В.А. и др. «Научный анализ геолого-геофизических материалов с целью построения геологических моделей и оценки перспектив нефтегазоносности юрских и неокомских отложений на западном склоне Александровского свода (Куль-Еганский /№56/ лицензионный участок)», ИНГГ СО РАН, Новосибирск, 2010.
7. Кравченко Г.Г., Мурзин И.В., Скрипкин А.Г. и др. Отчет по договору ЛИ4944 «Комплексное исследование керна эксплуатационных скважин № 135, 345 (куст 9) и доисследованию керна прошлых лет из разведочной скважины № 7 и поисково-оценочной № 4 Даненбергского месторождения ПАО «НК «Роснефть»», Томск, 2016.
8. Мустафина А.В., Кужелев В.Г., Барашков С.В. и др. «Материалы по оперативному изменению запасов нефти и растворенного газа по залежам пластов A_5^4 , $Ю_1^{1-2}$ Даненбергского месторождения», Томск, 2017.
9. Вендельштейн Б.Ю. и др. Геофизические методы изучения подсчётных параметров при определении запасов нефти и газа. – М, Недра, 1985. – 316 с.
10. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учебное пособие для вузов // П.П.Кукин, В.Л. Лапшин и др. – М.: Высшая школа, 1999.
11. ГОСТ 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
12. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение
13. ГОСТ 12.4.125-83. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
14. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.
15. ГОСТ 12.1.004–91. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. МР 2.2.8.2127-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях.
17. Бутенькова А.В. Основы каротажа в процессе бурения 2021. – 73с.
18. Руководство по декодированию сигнала гидроимпульсной скважинной телеметрии 2006. – 54с.