

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 553.982:552.578.2.061.4:550.83(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Утанан Владимир Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

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
Доцент	Романцов И.И.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Лукин А.А.	К.г.-м.н.		

Томск – 2020 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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



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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Утанан Владимир Николаевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых пластов-коллекторов на Ванкорском месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№58-32/С от 27.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2020 г.
--	---------------

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 <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,</i>	1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Краткая геолого-геофизическая изученность 3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. 4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ объекта. 5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. 6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение.

проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	7. Обработка и интерпретация геофизических данных. 8. Применение геофизических методов для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении Западной Сибири 9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 10. Социальная ответственность.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Участок работ на фрагменте обзорной карты Туруханского района 2. Участок работ на схеме изученности высокоточной аэромагнитной съемкой 3. Участок работ на картограмме изученности гравиразведкой 4. Участок работ на картограмме геологической изученности 5. Участок работ на схеме изученности сейсморазведочными работами 6. Участок работ на выкопировке из «Тектонической схемы домезозойской части платформенного чехла восточной окраины Западно-Сибирской плиты и зоны ее сочленения с Сибирской платформой» 7. Участок работ на фрагменте из «Дежурной структурно-тектонической карты Красноярского края» (по состоянию на 1 июня 2001 г.) под редакцией В.А. Кринина 8. Сейсмический временной разрез по региональному сейсмическому профилю R_25+14+23 9. Проектируемая скважина на структурной схеме кровли пласта <i>Hx-III-IV</i> 10. Разрез по линии скважин 280-268а-268 11. Физико-геологическая модель пласта <i>Hx-III-IV</i> 12. Оптимальная компоновка МЕГА-3 для одиночного СПО 13. Модуль бокового каротажа высокого разрешения БКВР-М2 14. Модуль широкополосного акустического каротажа АКШ-М3 15. Модуль гамма-гамма плотностного каротажа СГП-М2 (СГП2-М2) 16. Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М 17. Каротажная станция МЕГА-МАКС 18. Пример определения Упс по каротажу 19. Диаграмма/палетка Пикслера 20. Фрагмент участка в разрезе скважины с выявленными пластами, содержащих нефть 21. Определение ГНК методом флюидных коэффициентов в скважине с раствором на

		углеводородной основе 22. Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия «покрышки» 23. Общие тенденции в распределении флюидных коэффициентов для всех анализируемых интервалов 24. Распределение флюидных коэффициентов при проходке продуктивной части пласта 25. Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия зоны водонефтяного контакта
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел		Консультант
Геологическая часть		Ростовцев В.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения		Маланина В.А.
Социальная ответственность		Романцов И.И.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	К.м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Утанан Владимир Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 93 страниц, 25 рисунков, 20 таблиц, 56 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин, яновстанская свита, меловые пласты-коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, оценка характера насыщения, Ванкорское месторождение, Красноярский край

Объектом исследования являются меловые пласты-коллекторы на Ванкорском месторождении, расположенном на северо-востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (Красноярский край).

Цель работы – составить проект на проведение геофизических исследований в скважине, расположенной на юго-восточном крыле Ванкорской структуры.

В процессе исследования проводился анализ геолого-геофизической изученности территории исследования по опубликованным и доступным фондовым материалам, изучение геологического строения Ванкорского месторождения и результатов ранее проведенных геофизических исследований в глубоких скважинах. В качестве специальных исследований изучалось применение палеток флюидных коэффициентов газового каротажа для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении.

В результате исследования составлен проект на выполнение геофизических исследований в скважине, заложеной с целью уточнения положения ВНК в юго-восточной части меловой залежи (пласт *Нх-III-IV*), прироста запасов и перевода их из категории C_2 в C_1 .

Область применения: результаты специальных исследований могут быть рекомендованы при интерпретации результатов газового каротажа для выделения водонефтяного и газонефтяного контактов на месторождениях Западной Сибири.

ESSAY

The final qualifying paper contains: ninety-seven pages, twenty-five figures, twenty tables, fifty-five sources, two annexes.

Key words: geophysical methods of well research, Janovsky suite, Cretaceous reservoirs, reservoir properties, saturation character assessment, Vankor field, Krasnoyarsk Territory.

The object of the study is the Cretaceous reservoirs in the Vankor field, located in the north-east of the West Siberian oil and gas mega-province (Krasnoyarsk Territory).

The purpose of the work is to make a project for conducting geophysical surveys in a well located on the southeast wing of the Vankor structure.

In the course of the study, an analysis of the geological and geophysical knowledge of the territory was carried out on the basis of published and available stock materials, the study of the geological structure of the Vankor field and the results of previously conducted geophysical studies in deep wells. As a special study, the use of pallets of gas logging fluid coefficients to isolate water-oil and gas-oil contact at the field was studied.

As a result of the study, a project was drawn up to carry out geophysical studies in a well laid out in order to clarify the position of VNK in the south-eastern part of the Cretaceous Deposit (reservoir Hx-III-IV), increase reserves and transfer them from category C2 to C1.

Scope: the results of special studies can be recommended when interpreting the results of gas logging for the identification of oil-oil and gas-oil contacts in the fields of Western Siberia.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

СПО – спускоподъемные операции;

АК – акустический каротаж;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГК – гамма-каротаж;

ГГК – гамма-гамма-каротаж;

ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;

ГИС – геофизические исследования в скважинах;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИК – индукционный каротаж;

КС – каротаж сопротивления;

МБК – микробоковой каротаж;

НКТ – нейтронный каротаж;

ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ПБ – правила безопасности;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНиП – строительные нормы и правила;

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФГМ – физико-геологическая модель;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭДС – электродвижущая сила.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1	Географо-экономический очерк района.....	12
1.2	Краткая геолого-геофизическая изученность.....	13
2	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	20
2.1	Стратиграфия.....	20
2.2	Тектоника.....	24
2.3	Нефтегазоносность.....	26
2.4	Петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства основных нефтегазоносных комплексов.....	28
2.5	Сейсмологическая характеристика разреза.....	31
3	АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПРОШЛЫХ ЛЕТ.....	32
4	ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	34
4.1	Задачи геофизических исследований.....	34
4.2	Обоснования объекта исследований.....	34
4.3	Физико-геологическая модель объекта исследования.....	36
4.4	Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	38
5	МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	43
5.1	Методика проектных геофизических работ.....	43
5.2	Применяемая аппаратура и оборудование.....	45
5.3	Интерпретация геофизических данных.....	51
6	ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА МЕТОДОМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПАЛЕТОК ФЛЮИДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ.....	54
6.1	Диаграмма Пикслера.....	54
6.2	Метод флюидных коэффициентов.....	56
6.3	Интерпретация соотношений метана к остальным составляющим суммарного газа.....	57
6.4	Применение метода интерпретации палеток флюидных коэффициентов для определения насыщения пласта.....	58
7	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
7.1	Виды и объемы проектируемых работ.....	64
7.2	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	64

		10
7.3	Расчет сметной стоимости проекта.....	67
7.4	Общая стоимость работ по проекту.....	68
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
8.1.1	Специальные нормы трудового законодательства.....	72
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	72
8.2	Производственная безопасность.....	74
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	75
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	79
8.3	Экологическая безопасность.....	82
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	88
	Приложение А Сводный разрез юрских и меловых отложений	92
	Приложение Б Каротажные диаграммы по скважине 8.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Одним из ведущих направлений российской промышленности является нефтяная отрасль. Для успешного развития нефтяной промышленности немаловажная роль принадлежит геофизическим исследованиям.

Геофизические методы исследования имеют первостепенную роль в изучении геологического разреза скважин, выделении пластов-коллекторов, определении ФЭС коллекторов, отбивки флюидных контактов, контроля текущего состояния скважин.

Методы и аппаратура ГИС постоянно совершенствуются, спектр задач расширяется. В последние годы в результате научно-исследовательских работ создан ряд новых эффективных геофизических методов выделения продуктивных пластов и предложена технология применения этих методов.

Объектом исследований данного проекта является перспективный продуктивный пласт *Нх-III-IV* Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в Красноярском крае в 1988 году и введенное в разработку в 2009 году.

Целью настоящего проекта является выбор комплекса геофизических исследований для проектной скважины, закладываемой в юго-восточной части месторождения с целью уточнения положения ВНК для пласта *Нх-III-IV* в этой части залежи и возможного перевода запасов из категории C_2 в C_1 .

В специальной главе рассматривается метод интерпретации газового каротажа для определения насыщения пласта коллектора при помощи палеток флюидных коэффициентов (даиграмма Пикслера).

В финансовой части проекта производится расчет комплекса геофизических исследований на скважине, в котором учитываются амортизация оборудования, сопутствующие расходы и заработная плата геофизической партии компании АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика»

Проектом предусматриваются опасные и вредные факторы, как при выполнении геофизических исследований, так и при обработки полученного материала в помещении. Также учитываются мероприятия по безопасности окружающей среды и чрезвычайным ситуациям, прописаны действия работников при их возникновении.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района

Ванкорская площадь в административном отношении находится на севере Красноярского края, в Туруханском районе (рис. 1).

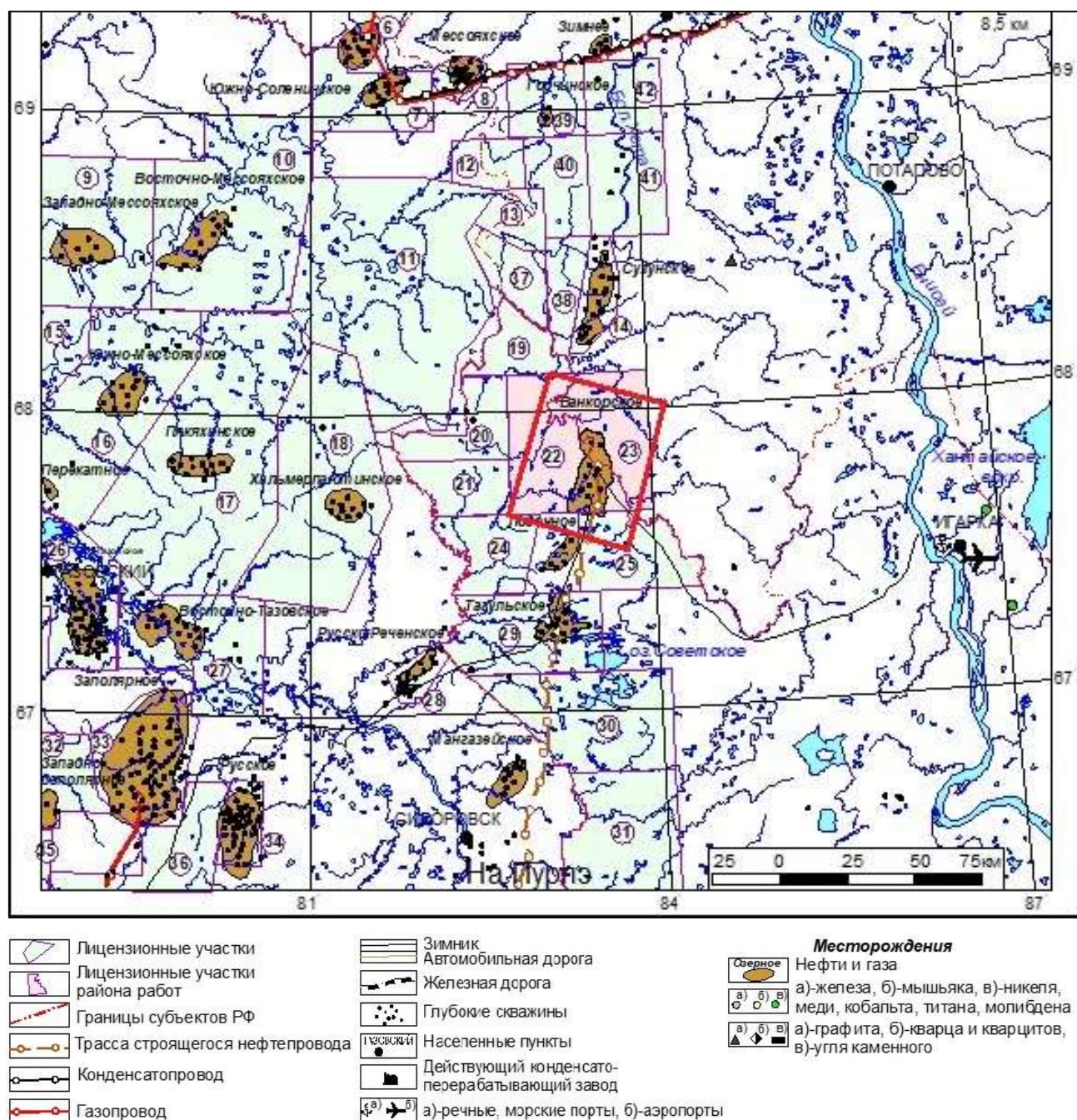


Рисунок 1 – Участок работ на фрагменте обзорной карты Туруханского района [1]

Геоморфологически район исследования ограничен Енисейской возвышенностью в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. Местность представляет собой

холмистую заболоченную тундровую равнину, которая является водоразделом р. Большая Хета, р. Ячинда, р. Лодка. Гряды холмов и гряды широкие и ровные, склоны очень пологие до 5°, абсолютные высоты преобладают от 19 до 80 м, максимальные отметки достигают 100 м. Вечная мерзлота в районе работ имеет почти непрерывное распространение. Толщина слоя вечной мерзлоты достигает 450–550 м, за исключением зон оттаивания, где проникновение мороза с марта по апрель достигает 0,2–0,3 м.

Климат резко континентальный. Зимний период длится 8 месяцев - с октября по май. Среднегодовая температура составляет минус 10 - 11 °С. Самым теплым месяцем года является июль, средняя температура июля плюс 17 °С, в некоторые дни плюс 32 °С. Самые холодные месяцы - январь, февраль: средняя температура составляет минус 28 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 55 °С. По климатическим условиям территория находится в зоне вторжения холодных арктических масс из Северного Ледовитого океана. В течение года в этой области преобладают сильные ветры. Весной и летом северное и северо-западное направление, зимой - южное и юго-западное. Максимальная скорость ветра достигает 30 м / с, а средняя скорость ветра - 5-7 м / с.

Крупнейшая река в районе работы - Енисей. Это основное транспортное сообщение, соединяющее юг и север Красноярского края. Енисей протекает в 100 км к востоку от площадки. Река судоходна от Красноярского водохранилища до Карского моря с выходом на Северный морской путь. Глубины от города Красноярска до города Игарка составляют 3–3,4 метра. Средняя скорость на участке города Красноярска - города Игарка составляет 2–3 км / час, а на порогах она увеличивается до 4–5 км / час. Средняя продолжительность навигации составляет 130 дней. Судоходство по реке Енисей заканчивается 22 - 28 октября. Район проектных работ расположен в бассейнах рек Большая Хета и Лодочная. Река Лодочная судоходна, является притоком реки Большая Хета, шириной до 50 м, глубиной от 0,3 до 2 м, текущей скоростью 0,3 - 0,5 м / с. Река Большая Хета - приток Енисея, устье реки у села Усть-Порт. Весной река судоходна 25-30 дней. Мелкие реки промерзают до дна. Вскрываются реки в начале июня. Наибольшее количество озер сосредоточено в северо-западной части территории. Глубина болот достигает 0,5 – 0,9 м. Зимой они промерзают и становятся проходимыми для транспорта, поэтому основная часть территории проходима только в зимнее время. Категория трудности для данного района IV.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

В районе работ выполнены геологическая, аэромагнитная и аэрогеохимическая, гравиметрическая съемки, сейсморазведочные работы, бурение, неотектонические

исследования. Плановые нефтегазопроисследовательские работы в регионе начаты в 60-х годах двадцатого века силами Таймырской (трест КНГР, ПГО «Енисейгеофизика»), Игарской (ПГО «Енисейгеофизика») геофизическими и Нижне-Енисейской нефтегазопроизведочной экспедициями. До середины 70-х годов эти исследования были ориентированы на изучение верхней части меловых отложений с целью поиска газа для нужд Норильского комбината. Основной комплекс методов включал: мелко и средне-масштабные грави- и аэромагнитные съемки, сейсморазведку МОВ (1 – 2 кратное). Результаты работ первого этапа позволили изучить строение таких крупных элементов как Большехетская структурная терраса, выявить в ее пределах ряд локальных поднятий (Ванкорское, Тагульское, Лодочное, Сузунское).

Магниторазведочные работы периодически проводились начиная с 1961 по 1987 г. (рис. 2). На основе интерпретации комплекса гравимагнитных полей выявлена широкая сеть разломов, спрогнозировано строение нижнего структурного этажа и фундамента, выделены блоки доюрского основания, различные по составу слагающих пород.

Среднемасштабная геологическая съемка проведена в начале шестидесятых годов и сопровождалась бурением колонковых скважин (рис. 3). В результате этих работ изучено геологическое строение района, уточнена стратиграфия разреза осадочного чехла, изданы государственные геологические карты масштаба 1:200000.

В период с 1964 по 1989 год (рис. 4) выполнялись гравиразведочные работы. По результатам работ построена серия карт Δg различных масштабов (1:1000000, 1:500000, 1:200000). Выделены региональные и амплитудные локальные структурно-вещественные объекты, залегающие, в основном, в докембрийской части разреза.

В 1983 – 1989 гг. сейсмическими партиями ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика» и ЦГЭ ПГО «Новосибирскгеология» были отработаны региональные профили и выполнены поисковые работы МОГТ на ряде сопредельных площадей (рис. 5).

В целом проведенные на территории сейсмические работы позволили выявить общие закономерности стратиграфического и пространственного распределения фаций, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. По данным сейсморазведочных работ были подготовлены локальные поднятия Ванкорского, Тагульского, Лодочного, Сузунского, Туколандского, Вадинского для глубокого бурения, и определены места разведки нефтяных и газовых скважин. Бурение глубоких скважин привело к открытию Ванкорского, Тагульского, Лодочного и Сузунского месторождений углеводородов.

В 1999 – 2002 гг. на Ванкорском лицензионном участке проведена газогеохимическая съемка по снежному покрову с целью прогноза нефтегазоносности западной части площади.

По комплексу геохимических показателей выявлены Хикиглинская и Северо-Ванкорская аномальные зоны, перспективные на обнаружение в их пределах месторождений УВ, аналогичные закартированной в пределах Ванкорского поднятия. Дана высокая оценка эффективности метода при поиске месторождений УВ в арктических зонах [2].

Сведения о геолого-геофизической изученности района работ приведены в таблице 1

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность района работ

Виды исследований	Масштаб	Год проведения	Организация, проводившая работы	Основные результаты работ
1	2	3	4	5
1.Гравиразведочные работы	1:1000000; 1:500000; 1:200000	1964-1989	трест КНГР, ПГО «Енисейгеофизика»	Выделены региональные и амплитудные локальные структурно-вещественные объекты, залегающие, в основном, в домезозойской части разреза
2.Магниторазведочные работы	1:200000 1:1000000	1961-1987	трест КНГР, ПГО «Енисейгеофизика»	На основе интерпретации комплекса гравимагнитных полей Выявлена широкая сеть разломов, спрогнозировано строение нижнего структурного этажа и фундамента, выделены блоки доюрского основания
3.Аэромагнитная и аэрогеохимическая съемка	1:100000	1998-2001	КГЭ №3	По результатам комплексной интерпретации аэромагнитной и аэрогеохимической съемки Составлена карта прогноза залежей нефти и газа.
4. Сейсмические работы МОГТ	1:200000 1:1000000	1983-1989	ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика» и ЦГЭ ПГО «Новосибирск геология»	В целом, сейсмические работы, проведенные на территории, позволили Выяснены общие закономерности стратиграфического и пространственного распределения фаций, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазо-накопления.
5. Газогеохимическая съемка	1:100000	1999-2002	ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика» и ЦГЭ	По комплексу геохимических показателей выявлены Хикиглинская и Северо-Ванкорская аномальные зоны

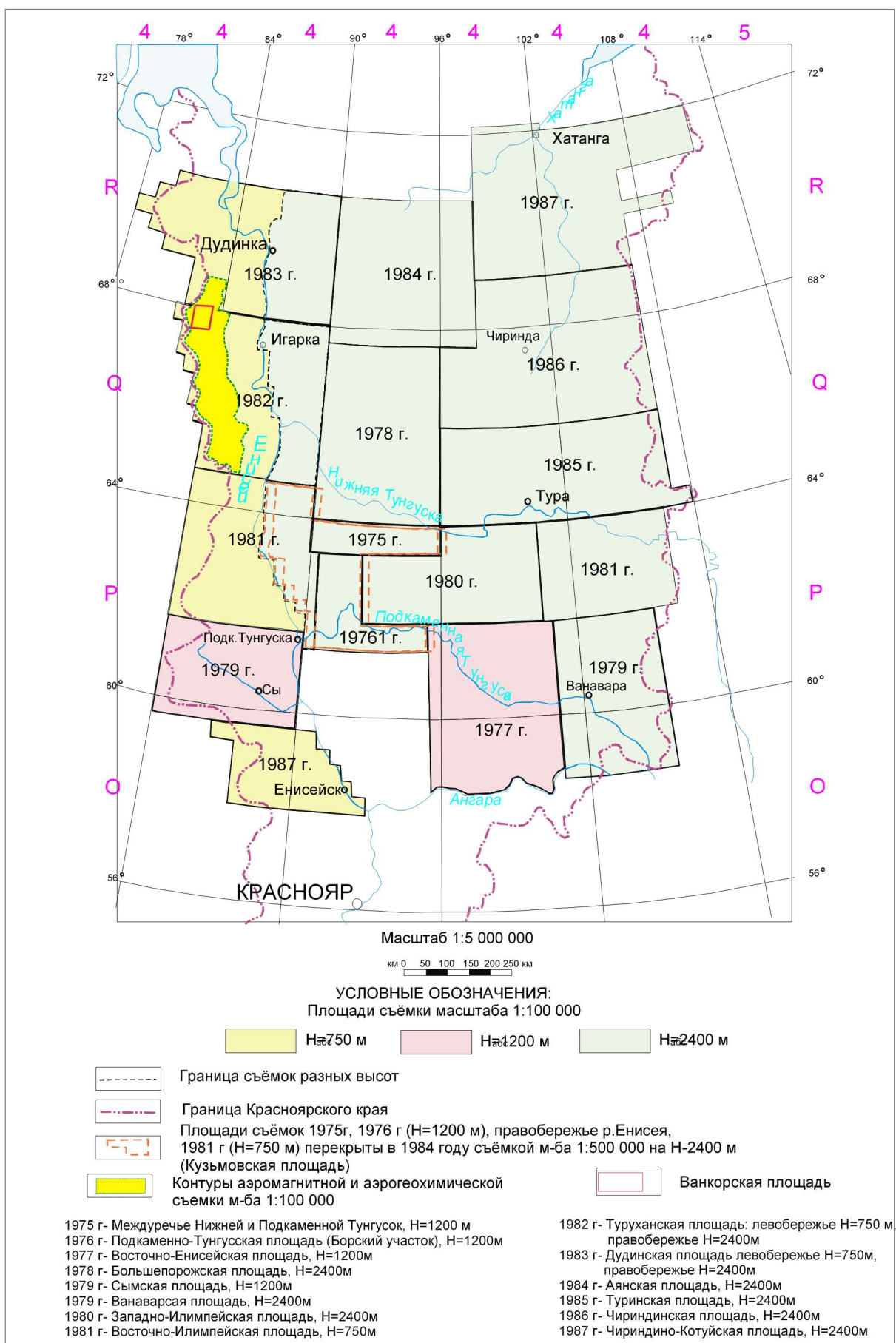


Рисунок 2 – Участок работ на схеме изученности высокоточной аэромагнитной съёмкой [3]

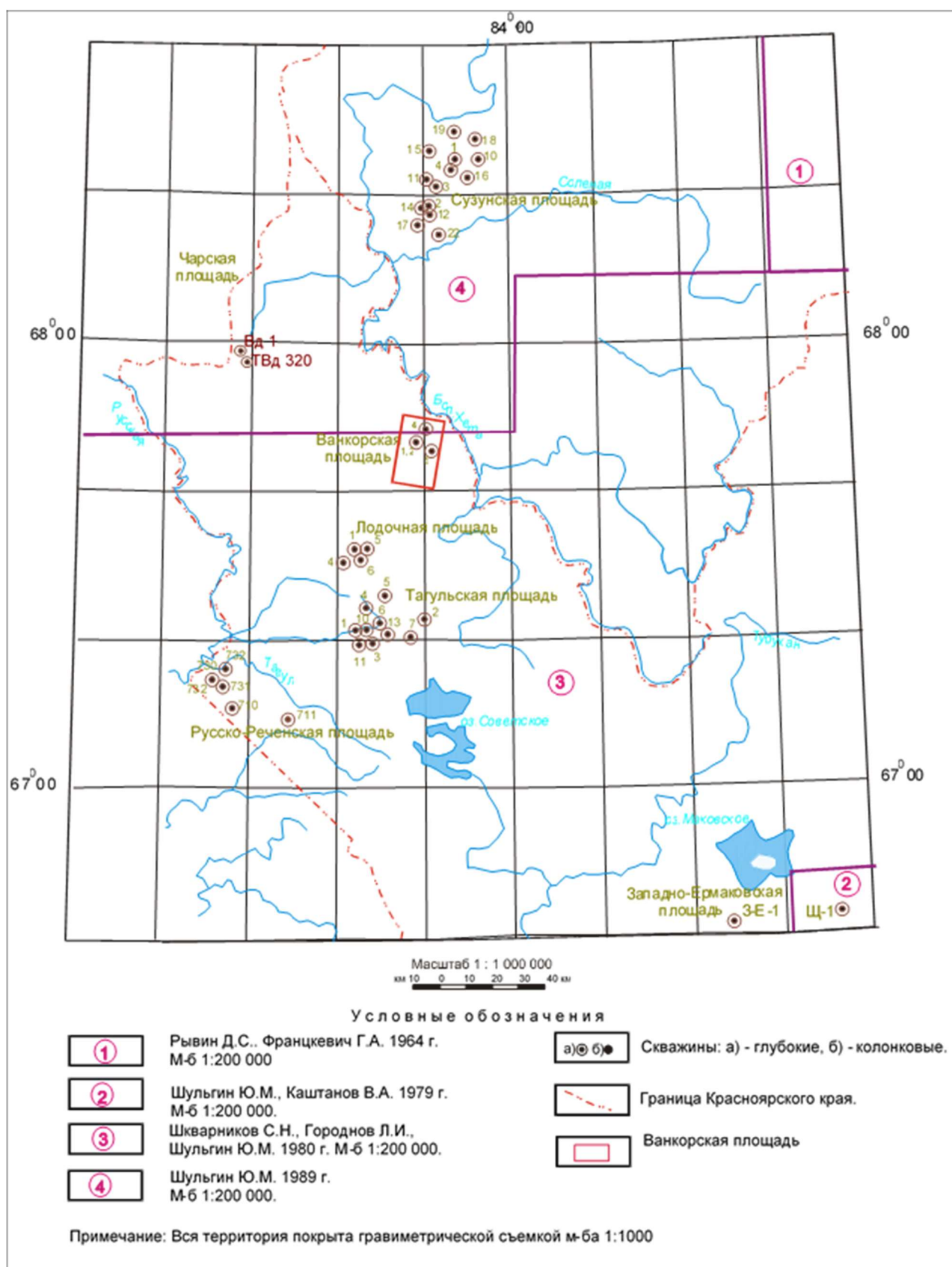


Рисунок 3 – Участок работ на картограмме изученности гравиразведкой [3]

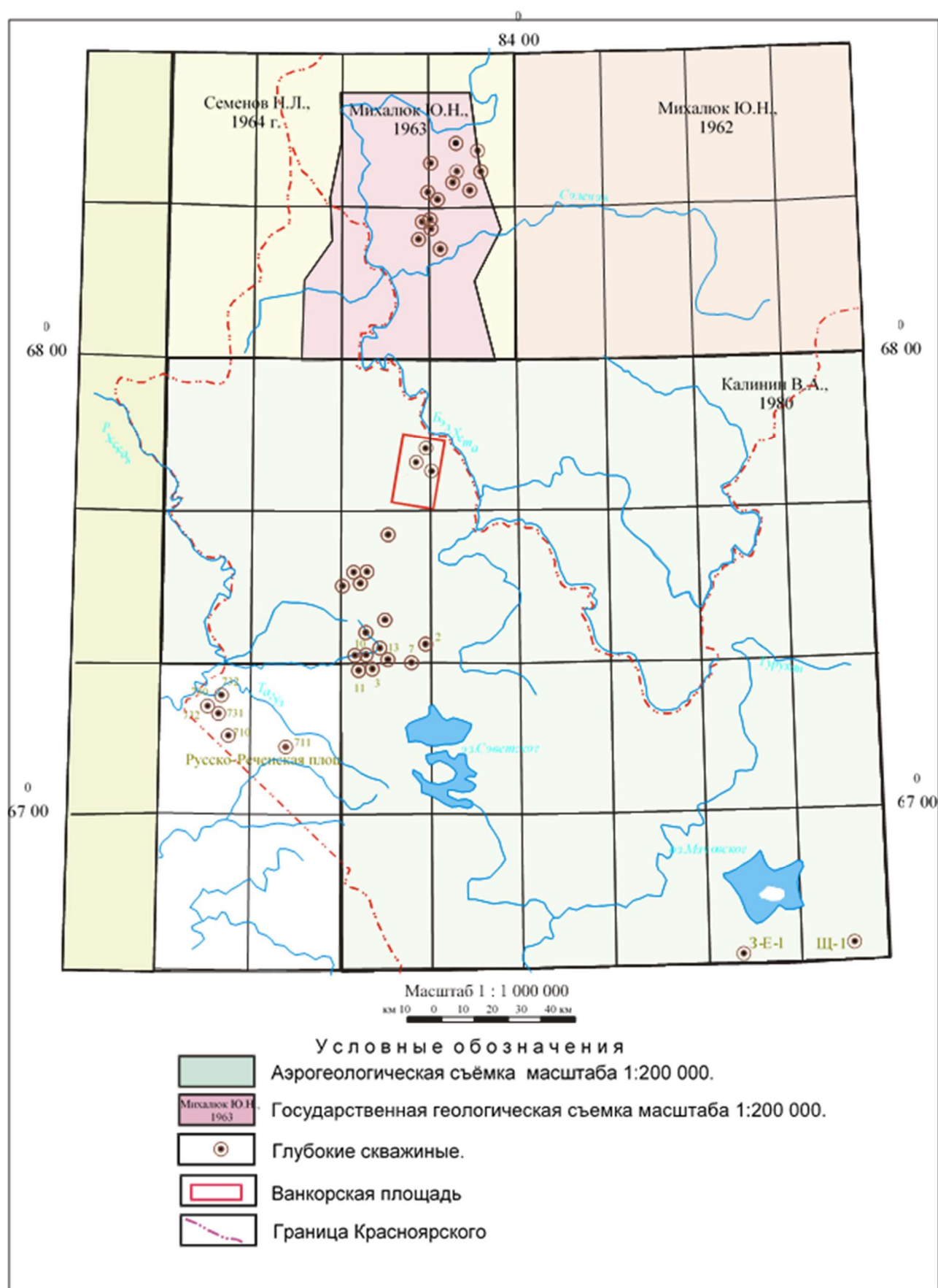


Рисунок 4 – Участок работ на картограмме геологической изученности [3]

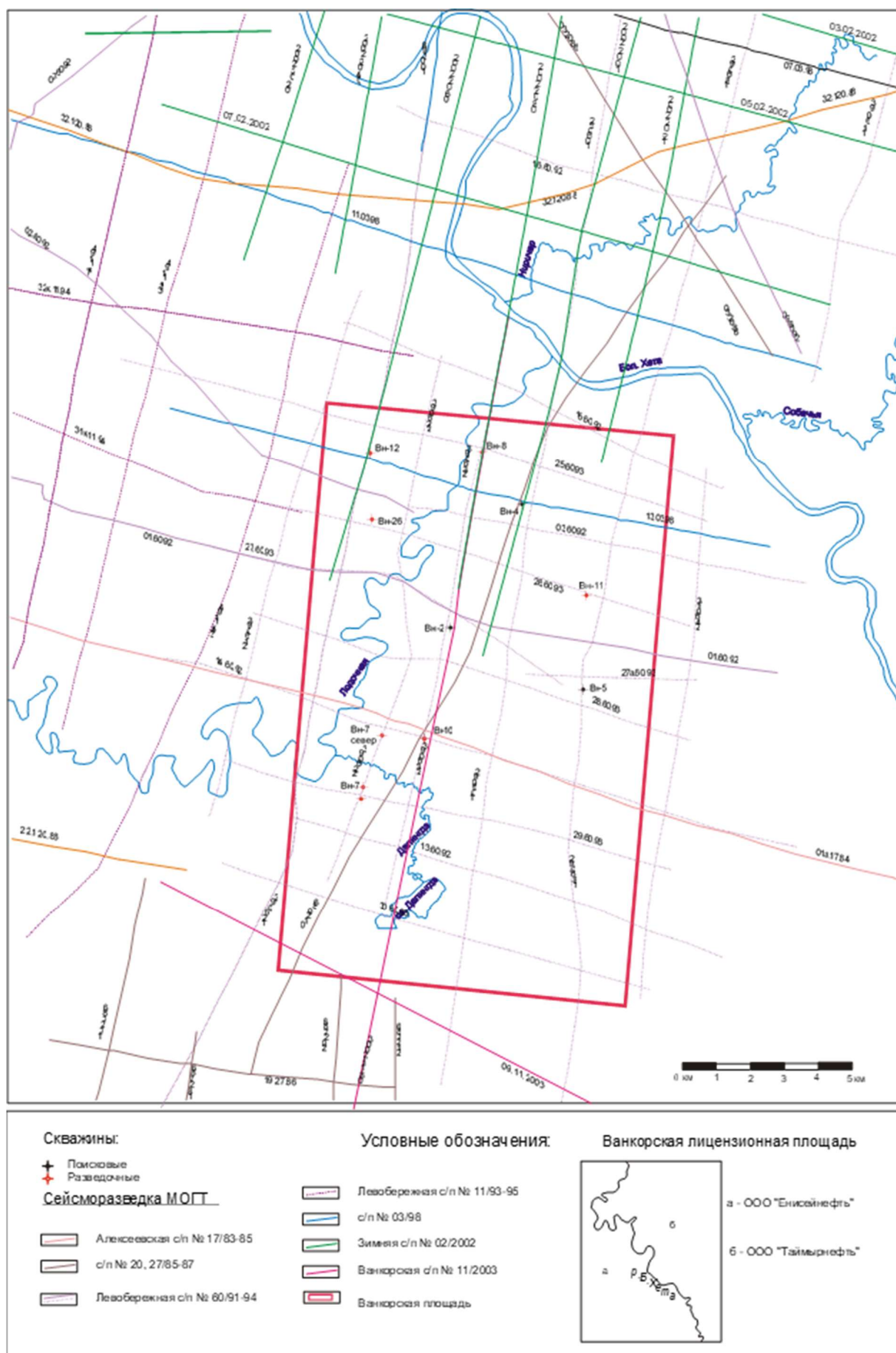


Рисунок 5 – Участок работ на схеме изученности сейсморазведочными работами [3]

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении рассматриваемой территории принимает участие комплекс горных пород, охватывающий по возрасту образования от нижнего протерозоя до четвертичных отложений. В составе этого комплекса выделяется три структурных этажа. Два этажа характеризуют строение доюрского основания этой территории, на которые с угловым и стратиграфическим несогласием залегает третий этаж – мезозойско-кайнозойский плитный комплекс. Глубоким бурением изучен только мезозойско-кайнозойский плитный комплекс. Характеристика строений более древних отложений носят гипотетический характер (по аналогии с соседними участками) [4].

Мезозойская эротема (MZ)

Юрская система (J),

Нижний отдел (J_1) юрской системы представлен зимней, левинской и джангодской свитами.

Зимняя свита (J_{1g}) вскрыта единичными скважинами на соседних площадях, отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы триаса или палеозоя. Разрез свиты сложен горизонтальным и линзовидным переслаиванием песчаников, алевролитов и их переходных разностей. Отмечаются прослои песчаников и конгломератов. Мощность свиты достигает 350 м. Возраст свиты определен по комплексу фораминифер и остракод как *геттанг-позднеплинсбахский*.

Левинская свита (J_{1p}) согласно залегает на отложениях зимней свиты или с угловым и стратиграфическим несогласием на осадках триаса и палеозоя. Свита представлена однородной толщей аргиллитов с редкими тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Прослои алевролитов и песчаников выделяются в верхней части свиты, а в нижней части встречаются маломощные прослои конгломератов. Мощность свиты меняется от 58 м до 270 м. Возраст пород на основании находок двустворок, фораминифер, споро-пыльцевому комплексу датируется как *средняя часть позднего плинсбаха*.

К глинистым отложениям левинской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт II^д.

Джангодская свита (J_{1p3-a1}) согласно перекрывает левинскую. На большей части территорий соседних площадей джангодская свита имеет трехчленное строение. Нижняя часть сложена алевролитами и песчаниками с единичными прослоями конгломератов. В

средней части залегает однородная пачка аргиллитов, мощностью от 16 до 47 м, выделяемая под названием «китербютский горизонт», которая служит региональным репером. Верхняя часть джангодской свиты представлена алевролитами и косослоистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и конгломератов. Мощность джангодской свиты изменяется от 88 до 660 м.

Возраст свиты *позднеплинсбахский–раннеааленский* установлен по определениям двустворок, фораминифер, белемнитов и споро-пыльцевому комплексу.

К глинистым отложениям средней подсвиты приурочен отражающий сейсмический горизонт П^Г.

Средний отдел (J_2)

Лайдинская свита (J_{2a1-a3}) залегает согласно на джангодской. Представлена алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа – преимущественно аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Отложения свиты являются региональной покрывкой. Мощность свиты изменяется от 22 до 156 м, составляя в среднем 50 – 70 м. Возраст свиты *ранний-поздний аален*.

Вымская свита (J_{2a3-b1}) согласно перекрывает лайдинскую. Свита представлена отложениями приливо-отливной равнины – чередованием пачек песчаников, алевролитов и аргиллитов. Верхняя часть свиты более песчанистая. Мощность однородных пластов песчаника не превышает 25 – 30 м, монотонных глинистых пачек – 10 м. Повсеместно отмечается неравномерная карбонатизация песчаников. Встречается редкая фауна пелеципод плохой сохранности. Возраст свиты – *поздний аален-ранний байос*, определенный по остаткам аммонитов и белемнитов.

Вскрытая мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 283 м.

Леонтьевская свита (J_{2b1-b3}) согласно залегает на вымской. Свита сложена отложениями группы фаций мелководного шельфа – глинисто-алевритовыми породами с редкими невыдержанными по мощности прослоями песчаников. Породы обладают хорошими флюидоупорными свойствами, проницаемость пород практически нулевая.

Для отложений характерна разнообразная фауна фораминифер и пелеципод. Возраст свиты определяется как *ранний-поздний байос*. Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 137 м.

К кровле глинистых отложений леонтьевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт П^В.

Малышевская свита ($J_{2b3-bt3}$) согласно перекрывает отложения леонтьевской. Свита сложена ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и их переходных

разностей, мощность пачек от 5 до 40 м. В средней части свиты наблюдается возрастание доли известковых разностей. Отложения генетически связаны с группой фаций приливно-отливных равнин и лагун. В породах отмечены прослои угля, обломки древесины, обугленный детрит, раковины двустворок. Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 322 м. Возраст отложений – *поздний байос–поздний бат*.

К кровле малышевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт II^б.

Точинская свита (J₂bt₃-k₃) на площади проектируемых работ представлена преимущественно аргиллитами, встречается довольно разнообразная фауна аммонитов, белемнитов, пелеципод и фораминифер. Возраст свиты *поздний бат–поздний келловей*.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 43 м.

Верхний отдел (J₃)

В верхнеюрских отложениях выделены сиговская, яновстанская свиты (рис. 6).

Сиговская свита (J₂k₃- J₃kt₃) согласно залегает на подстилающих породах точинской свиты. Она сложена алевролитами с простоями песчаников. Мощность отложений свиты составляет от 266 до 279 м. В отложениях встречаются намывы обугленного растительного детрита, присутствует фауна пелеципод, гастропод, белемнитов и фораминифер. Возраст свиты *поздний келловей–поздний кимеридж*.

Яновстанская свита (J₃kt₁-K₁b₁) согласно залегает на подстилающих породах сиговской свиты. Она сложена аргиллитами с прослоями алевролитов. Мощность отложений свиты составляет от 125 до 137 м. Многочисленные находки разнообразных фоссилий позволили установить «скользящий» характер нижней границы яновстанской свиты: от верхов верхнего кимериджа до верхней половины нижнего кимериджа. Свита хорошо охарактеризована многочисленными находками макро- и микрофауны по всей территории ее распространения.

Возраст свиты *поздний ранний кимеридж–ранний берриас*.

Меловая система (K)

В пределах площади проектных работ и сопредельных территорий в составе меловых отложений выделены нижнехетская, суходудинская, малохетская, яковлевская, долганская, дорожковская, насоновская и салподаяхская свиты.

Нижнехетская свита (K₁br-v₁) на площади представлена преимущественно глинистыми породами. Сложена аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность отложений свиты на Ванкорской площади составляет от 256 до 272 м. К покровке продуктивного горизонта Нх-I приурочен сейсмический отражающий горизонт I^а. Возраст свиты как *берриас–ранний валанжин*.

Суходудинская свита (K_{IV1-h}) согласно залегает на подстилающих породах нижнехетской свиты. Сложена чередованием пачек песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Преимущественным распространением в составе свиты пользуются песчано-алевритовые породы. К глинистым пачкам, отмеченным в нижней трети разреза, приурочен сейсмический отражающий горизонт Г. Возраст свиты *ранний валанжин–ранний готерив* датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцовому комплексу.

Мощность свиты в скважинах Ванкорской площади составляет от 533 до 558 м.

Малохетская свита ($K_{Ibar-ap1}$) согласно залегает на породах суходудинской свиты. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород и глинистых пород с линзами и прослоями углей мощностью до 2 м. К глинистым аргиллитам, разделяющим в разрезе песчаные пачки суходудинской и малохетской свит приурочен сейсмический отражающий горизонт Г^б. Толщина пород свиты в скважинах Ванкорской площади составляет от 144 до 153 м. Остатки микро-и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. *Раннеготеривский-раннеаптский* возраст определяется на основании споро-пыльцового комплекса.

Яковлевская свита ($K_{Ia1-al3}$) представлена переслаиванием пачек песчаников, и алевролитоглинистых пород. Мощность пачки песчаников, вмещающих нефтяную залежь, достигает на Ванкорском месторождении 80 м. К глинистой пачке в средней части свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Г^б. Мощность свиты по данным скважин Ванкорской площади составляет от 631 до 648 м. В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро- и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указывающий на *апт-альбский* возраст пород.

Отложения верхнего мела представлены толщами континентального, прибрежно-морского и морского генезиса. В пределах площади проектных работ в составе отложений верхнего мела выделяются долганская, дорожковская, насоновская, салподаяхская и танамская свиты.

Долганская свита ($K_{Ial3-K_{2s}}$) согласно залегает на породах яковлевской свиты и сложена преимущественно мощными пачками песчаников с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В пределах площади проектных работ песчаные пласты свиты гидродинамически связаны. Мощность свиты от 243 до 269 м. Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. *Альб-сеноманский* возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Породы *дорожковской свиты* (K_{2t1}) согласно залегают на отложениях долганской, представлены аргиллитами с прослоями алевролитов серых, зеленовато-серых. Туронские

глины свиты являются региональной покрывкой в Пур-Тазовской НГО, в пределах восточного обрамления плиты опесчаниваются. К глинистой пачке приурочен сейсмический отражающий горизонт Г⁶. Мощность свиты на площади работ составляет 107 – 111 м.

Для пород *насоновской свиты* (K_2t_2-st) характерен алевролитово-песчаный состав. Мощность пород свиты 310 – 315 м.

Салподаяхская свита (K_2km) представлена глинами темно-серыми, зеленовато-серыми с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, и пестроцветных алевролитов, песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. В основании свиты залегает фосфоритовый горизонт. Мощность свиты 84 – 87 м. *Кампанский* возраст определен с долей условности, так как фауна аммонитов подтверждает лишь нижнекампанский подъярус. Споро-пыльцевой комплекс характерен для кампанского яруса.

Танамская свита (K_2km-m) сложена песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Мощность свиты 380 – 400 м. Возраст пород *маастрихтский*.

Четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях танамской свиты. Представлены песками, глиной, супесями, суглинками. Мощность отложений 30 – 93 м.

2.2 Тектоника

Согласно «Тектонической схеме домезозойской части платформенного чехла восточной окраины Западно-Сибирской плиты и зоны ее сочленения с Сибирской платформой» по данным Дашкевича Н.Н. и др. район, проектируемых работ расположен в Худосейской рифтогенной зоне (рис 6).

Объект проектных работ - Ванкорское локальное поднятие, осложняет северную часть Лодочного вала и картируется по целевым отражающим горизонтам в виде брахиантиклинальной складки, осложненной тектоническими нарушениями (по крайней мере, до уровня верхней юры).

По данным работ МОГТ 1992-2002 г.г. Ванкорское локальное поднятие характеризуется сходством структурных планов по нижнемеловым горизонтам (рис. 7) и представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в субмеридиональном направлении с соотношением короткой и длинной оси 1:2. Последние замкнутые изогипсы по кровле продуктивных пластов Як I-III (минус 1625м), Нх-I (минус 2620м), Нх III (минус 2720м). Амплитуды структур оцениваются по данным сейсморазведки в 100 м, 60 м, и 70 м соответственно.

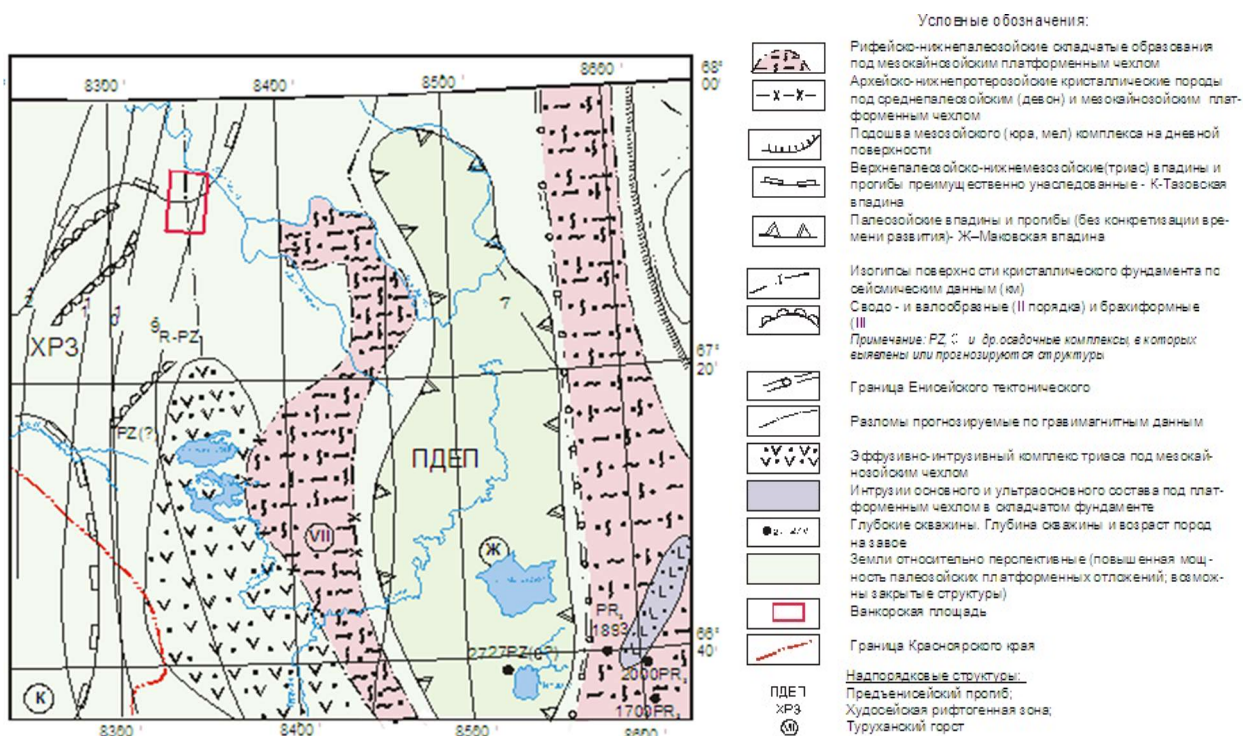


Рисунок 6 – Участок работ на выкопировке из «Тектонической схемы домезозойской части платформенного чехла восточной окраины Западно-Сибирской плиты и зоны ее сочленения с Сибирской платформой» [5]

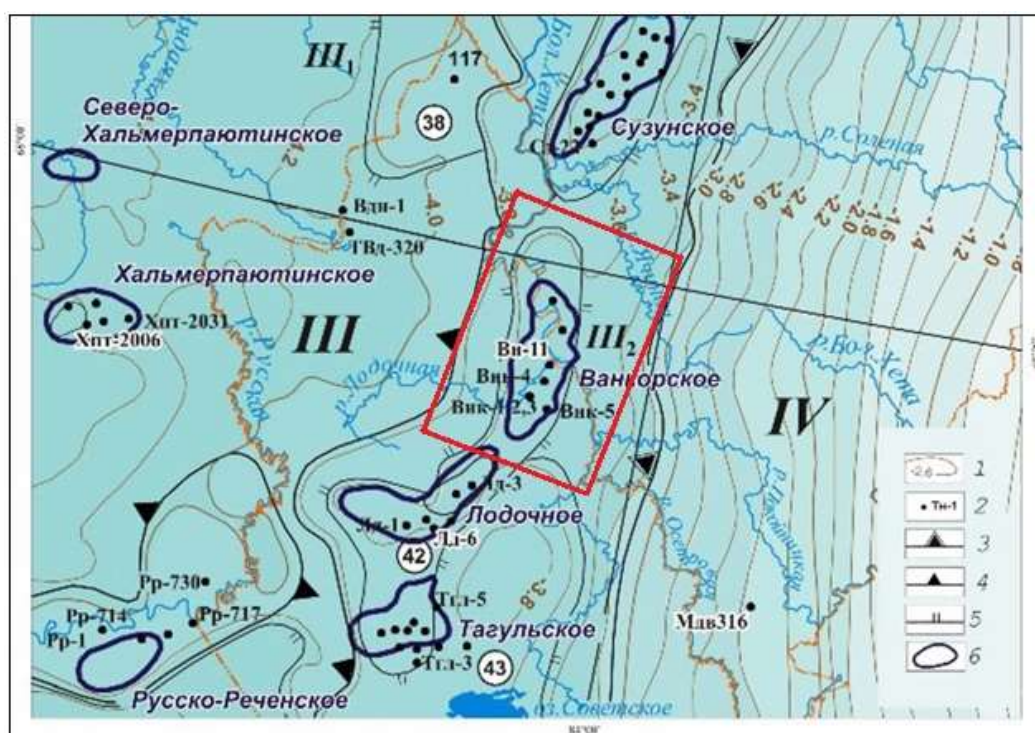


Рисунок 7 – Участок работ на фрагменте из «Дежурной структурно-тектонической карты Красноярского края» (по состоянию на 1 июня 2001 г.) под редакцией В.А. Кренина: 1 - изогипсы опорного сейсмического отражающего горизонта II б в подошве верхнеюрско-меловых отложений; 2 - скважины, название и номер; 3-5 - границы тектонических элементов: 3 - надпорядковых, 4 - первого порядка, 5 - второго порядка; 6 - месторождения [6]

2.3 Нефтегазоносность

Ванкорское месторождение расположено в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Пур-Тазовской нефтегазоносной области, Большехетского нефтегазоносного района, где основными нефтегазоносными комплексами являются сеноманский, неокомский, верхнеюрский и ниже-среднеюрский [7].

На Ванкорском месторождении ниже-среднеюрский и верхнеюрский НГК бурением не изучены. Основными продуктивными являются сеноманский и неокомский НГК.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорского месторождения связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласты группы *Дл*), яковлевской свиты (пласты группы *Як*), суходолинской свиты (пласты группы *Сд*) и нижнехетской свиты (пласты группы *Нх*).

Залежь пласта *Дл-I-III* газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине минус 978,6 м. В западной части месторождения залежь ограничена зоной глинизации. Площадь газоносности составляет 247,46 км², высота 59 м.

Залежь пласта *Як-I* газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Наличие залежи доказано только на северном куполе. На южном куполе, в пределах большей его части, коллектор заглинизирован. ГВК принят на абсолютной глубине минус 1579,9 м. Площадь залежи составляет 23,3 км², высота 16 м.

Залежь пласта *Як-II* контролируется северным и южным куполами. Залежь северного купола - газовая, пластовая, сводовая, залежь южного купола - газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине минус 1593,4 м. Площадь залежи северного купола составляет 24,4 км², высота – 18 м, площадь залежи южного купола 48,8 км², высота – 40 м. В восточной и западной частях (в районе расположения скважин Внк-4/6, 7, 142, 119) залежь южного купола ограничена зонами глинизации. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м (скважина Внк-11) до 4,6 м (скважина Внк-8), составляя в среднем по залежи 1,4 м.

Залежь пласта *Як-III-VII* газонефтяная, массивная, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине минус 1600 м. Положение ВНК изменяется от минус 1635,2 м. Площадь залежи составляет 314,2 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 50 м, газонасыщенной – 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 4,2 м (скважина Внк-13) до 45,8 м (скважина Внк-4/6), составляя в среднем по залежи 16,4 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина, вскрытая скважиной Внк-4/6,

составляет 0,8 м, максимальная достигает 20,6 м (скважина Внк-2), а в среднем по залежи составляет 6,1 м.

Залежь пласта *Сд-IX* нефтяная, массивная, сводовая. Залежь контролируется северным куполом. ВНК принят на абсолютной глубине минус 2378,8 м. Площадь составляет 17,996 км², высота - 25 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 (на ВНК) до 10,3 м (скважина СВн-1), составляя в среднем 5,3 м.

Залежь пласта *Нх-I* нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Положение ВНК изменяется от минус 2624,9 м (Внк-7) до минус 2667,2 м (Внк-13), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения минус 2667,2 м (Внк-13). В восточной части залежи, в районе скважины СВн-2, залежь ограничена зоной глинизации, шириной около 5 км. Площадь составляет 420,6 км², высота 115 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами, изменяется от 1,0 (СВн-1) до 15,6 м (119), составляя в среднем по залежи 6,4 м.

Залежь *Нх-III-IV* нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. ГНК принят на абсолютной глубине минус 2716 м. Положение ВНК изменяется от минус 2751,6 м (Внк-8) до минус 2766 м (Внк-5), доказанный опробованием уровень нефтенасыщения минус 2761,1 м (Внк-10). Площадь составляет 357,9 км², высота нефтенасыщенной части залежи – 44 м, газонасыщенной – 50 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в скважинах от 12,4 м (Внк-12) до 36,7 м (Внк-9), составляя в среднем 16,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина – от 1,1 м (Внк-9) до 23,8 м (Внк-4), и составляет в среднем по залежи 17,0 м.

Общие характеристики залежей Ванкорского месторождения сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Характеристика залежей Ванкорского месторождения

Залежь	Глубина залегания (абс.атм.) ,м	Средняя эффективная толщина, м		Положение межфазовых контактов, м (абс. отм)			Тип залежи
		Нефтенасыщенная	Газонасыщенная	ГНК	ВНК	ГВК	
Дл-I-III	-920-980	-	11,2	-	-	-978,6	Газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная
Як-I	-1564-1580	-	2,6	-	-	-1579,9	Газовая, пластовая, сводовая литологически экранированная
Як-II (сев.к упол)	-1576-1594	-	1,1	-	-	-1593,4	Газовая, пластовая, сводовая
Як-II (юж. купол)	-1554-1594	-	1,5	-	-	1593,4	Газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная
Як-III-VII	-1573-1650	16,7	6,1	-1600	от -1635,2 до -1653,9, в среднем -1646,2	-	Газонефтяная, массивная, сводовая

Залежь	Глубина залегания (абс.атм.), м	Средняя эффективная толщина, м		Положение межфазовых контактов, м (абс. отм)			Тип залежи
		Нефтенасыщенная	Газонасыщенная	ГНК	ВНК	ГВК	
Сд-ХІ	-2354-2379	5,3	-	-	-2378,8	-	Нефтяная, массивная, сводовая
Нх-І	-2550-2665	6,4	-	-	от -2624,9 до -2667,2 в среднем -2651,1	-	Нефтяная, пластовая, сводовая, литологически экранированная
Нх-ІІІ-ІV	-2666-2760	16,5	17,0	-2716	от -2751,6 до -2766, в среднем -2758,8	-	Нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая

2.4 Петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства основных нефтегазоносных комплексов

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств месторождения приведена на основании обработки результатов геофизических исследований скважин северной и северо-восточной части Ванкорского месторождения (с отбором кернового материала) специалистами ЗАО «Ванкорнефть».

На гистограммах гранулометрического состава пласта-коллектора *Як-І* видно, что обломочный материал плохо сортированный, преобладает глинисто-пелитовая фракция. Обломочного материала в породе 80 – 50%. Обломки окатанные и полуокатанные, по форме изометричные и удлиненные. По вещественному составу порода кварц-полевошпатового состава: кварца – 30 – 40%, полевых шпатов – 40 – 50%. Многочисленные поры (0,04 – 0,1 мм) вытянуты по направлению слоистости, а также микротрещины, параллельные слоистости, как открытые, так и частично заполненные глинисто-битуминозным веществом.

Открытая пористость пласта коллектора в пределах 18 – 19%, проницаемость – 4,5–51,48х10⁻³ мкм², остаточная водонасыщенность не определена.

Пласт-коллектор *НХ-І* довольно однородный, песчанистость пласта – 0,60 – 0,84 в скважинах 5П, 13Р соответственно. На гистограммах гранулометрического состава отложений пласта преобладает алевритовая фракция до 71% в скважине 4П, сумма песчаной фракции до 35% в скважине 9Р, среди которой преобладает мелкозернистая фракция. Обломочного материала в породе 65 – 85%, зерна от угловатых до слабоокатанных, по форме изометричные, вытянутые, таблитчатые. Цемент в породе – 15 – 35%, по типу поровый, по составу глинисто-гидрослюдистый – 16 – 17% иногда с примесью битума; хлорит – 2 – 3%, светло-зеленого, цвета длиной 0,1 – 0,2 мм; карбонат (кальцит) – 1 – 10%. Присутствие карбонатного цемента ухудшает емкостные параметры песчаников пласта. В породе встречаются до 1% пустых пор, размеры которых не превышают размер обломочного материала.

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта пласта-коллектора НХ-I определены по керну и по ГИС. Пористость варьирует в пределах 10 – 26%; составляя в среднем 19,9%, проницаемость изменяется в пределах $0,1-80 \times 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем 20×10^{-3} мкм². Остаточная водонасыщенность по керну изменяется в пределах 13 – 94%. Большой разброс значений проницаемости песчаников пласта объясняется плохой сортировкой обломочного материала, увеличением карбонатного цемента в породе, зачастую исследованными только уплотненных образцов.

В северном направлении происходит глинизация пласта-коллектора НХ-III. Общая толщина песчаников 22,9 м в скважине 12Р до 11,3 м в скважине 4П. По гранулометрическому анализу керна отложения песчано-алевритового состава: сумма песчаной фракции варьирует от 5% до 50%, среди которой преобладают обломки размером 0,25 – 0,1 мм, алевритовой фракции (0,1 – 0,01 мм) – 32 – 60%. Обломочного материала в породе – 60 – 85%. Обломки от угловатых до слабоокатанных, по форме изометричные, удлиненные, неправильно таблитчатые. Сортировка материала разная от несортированных разностей до хорошей. По составу полевошпат-кварцевые: кварца – 35 – 55%; полевых шпатов – 25 – 40%; обломков пород – 3 – 10%, представленных агрегатным кварцем, микрокварцитами, эффузивами, филлитами. Среди обломочного материала встречаются обломки и обрывки углистого материала. Полевые шпаты пелитизированы и серицитизированы. В породе до 2% пустых пор, размер которых 0,05 – 0,2 мм. Цемента в породе 15 – 40%, по типу поровый, по составу глинисто-гидрослюдистый 10 – 20%, карбонатный – 1 – 20%, хлоритовый – 1 – 2%. Карбонатный материал представлен преимущественно кальцитом, реже доломитом (скважина 4П).

Зерна пласта-коллектора НХ-IV полуокатанные и окатанные, в меньшей степени неокатанные, по форме изометричные, неправильные, удлиненные. Обломочного материала в породе 85 – 95%. Цемента в породе 5 – 15%, по типу поровый, пленочный, по составу глинистый, в виде пленок обволакивает обломочные зерна. В породе преобладает плотная упаковка и бесцементное скрепление зерен, при этом отмечаются прямолинейные и выпукло-вогнутые контакты. Поры мелкие, изометричные, встречаются часто. По вещественному составу отмечаются вариации в содержании кварца и полевых шпатов: кварца – 28 – 52%, полевых шпатов – 42 – 67%, в некоторых прослоях среди полевых шпатов преобладают калиевые полевые шпаты, в других – плагиоклазы. Плагиоклазы серицитизированные или хлоритизированные, калиевые полевые шпаты интенсивно пелитизированные. Зерна кварца замутнены, трещиноватые, слегка корродированные глинистым цементом. В породе встречаются единичные удлиненные таблички слюд,

углистые обломки. В таблице 3 сведены основные свойства терригенных Г.П. слагающих изучаемый разрез.

Таблица 3 – Физические свойства терригенных горных пород слагающих разрез Ванкорского месторождения

Горные породы	ρ_k (Ом*м)	σ (г/см ³)	V _{акк} (м/с)	Естественная радиоактивность
Песчаник неглинистый водонасыщенный	2-6	2,3 - 2,48	2500-3400	низкая
Песчаник неглинистый нефтенасыщенный	4-50			низкая
угли	80-200	1 - 1,5	1500-1800	Аномально низкая
Плотная карбонатизированная порода	50-200	2,7 - 2,9	3200-5500	низкая
Аргиллит	10-30	2,45 - 2.61	2500-3500	высокая
Битуминозный аргиллит	90-100	2 - 2,5		аномально высокие
Глина	2-6	2.07 - 2.45	1800-2400	высокая

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов, выделяемых на Ванкорском месторождении, приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Объекты разработки						
	Дл-I-III	Як-I	Як-II	Як-III-VII	Сд-IX	НХ-I	НХ-III-IV
1	2	3	4	5	6	7	8
Средняя глубина залегания (абсолютная отметка), м	1100	1647	1659	1671	2400	2670	2786
Тип залежи	Пластовый, сводовый литологически экранированный			Массивный, сводовый		Пластовый, сводовый литологически экранированный	Пластовый, сводовый
Тип коллектора	Терригенный						
Площадь нефтегазоносности, тыс.м²	247500	23328	72220	271480	17996	384920	301410
Средняя общая толщина, м	29	10	40	82	41	21	62
Средняя газонасыщенная толщина, м	11,2	2,9	1,4	5,9	-	-	16,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	-	-	-	19,1	5,3	6,3	17,3
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,5	6,0	38,5	28,5	15,2	2,9	11,0
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27	0,25	0,27	0,20	0,20	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ / ВНГЗ, доли ед.	-	-	-	0,59/ 0,66	0,60 / -	0,30 / -	0,51 / 0,59
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	-	-	-	0,61	0,60	0,46	0,53

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	250	51	26	480	40	20	240
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,20	0,10	0,63	0,95	0,37	0,68
Расчлененность	5,0	2,8	2,6	15,2	3,5	3,0	11,0
Начальная пластовая температура, °С	12	30	30	34	53	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	9,6	15,8	15,8	16,1	23,7	25,5	27,3

2.5 Сейсмологическая характеристика разреза

Все мезозойско-кайнозойские нефтегазоперспективные мегакомплексы контролируются в кровле с помощью регионально разработанных глиняных шин (флюидопер), к которым привязаны отражающие сейсмические горизонты (рис.8).

Отражающий горизонт А является одной из наиболее фундаментальных и неоднозначных сейсмических границ разреза Западной Сибири, что обусловлено геологическим строением зоны контакта осадочного чехла и фундамента на различных территориях геосинеклизы. На востоке и севере Западной Сибири сейсмическая граница А проведена вдоль кровли палеозойского осадочного чехла или вдоль кровли Красноселькупской ловушки серии permiasae. Наиболее затопленными являются Большехетская впадина, Енисейско-Хатангская региональная впадина и Южно-Карская синеклиза [9].

Опорный отражающий горизонт В выражен динамически, прослеживается на большей части территории и является основным сейсмическим репером. Максимальные глубины в отражающем горизонте В ограничены Надымским, Уренгойским и Большехетским НГР, а также Енисей-Хатангским региональным прогибом и Южно-Карской синеклизой.

Отражающий горизонт М в западных и центральных районах Западной Сибири обладает поддерживающими свойствами. Динамическая выразительность отраженных волн ослабевает при движении на восток, что связано с пескоструйной обработкой кошайской глиняной пачки.

Отражающий горизонт Г является наиболее устойчивым из верхнемеловых отражающих горизонтов, на формирование которых в основном влияет глинистая основа кузнецовской свиты туронского периода. В восточных и западных районах Западной Сибири горизонт Г теряет свойства эталона.

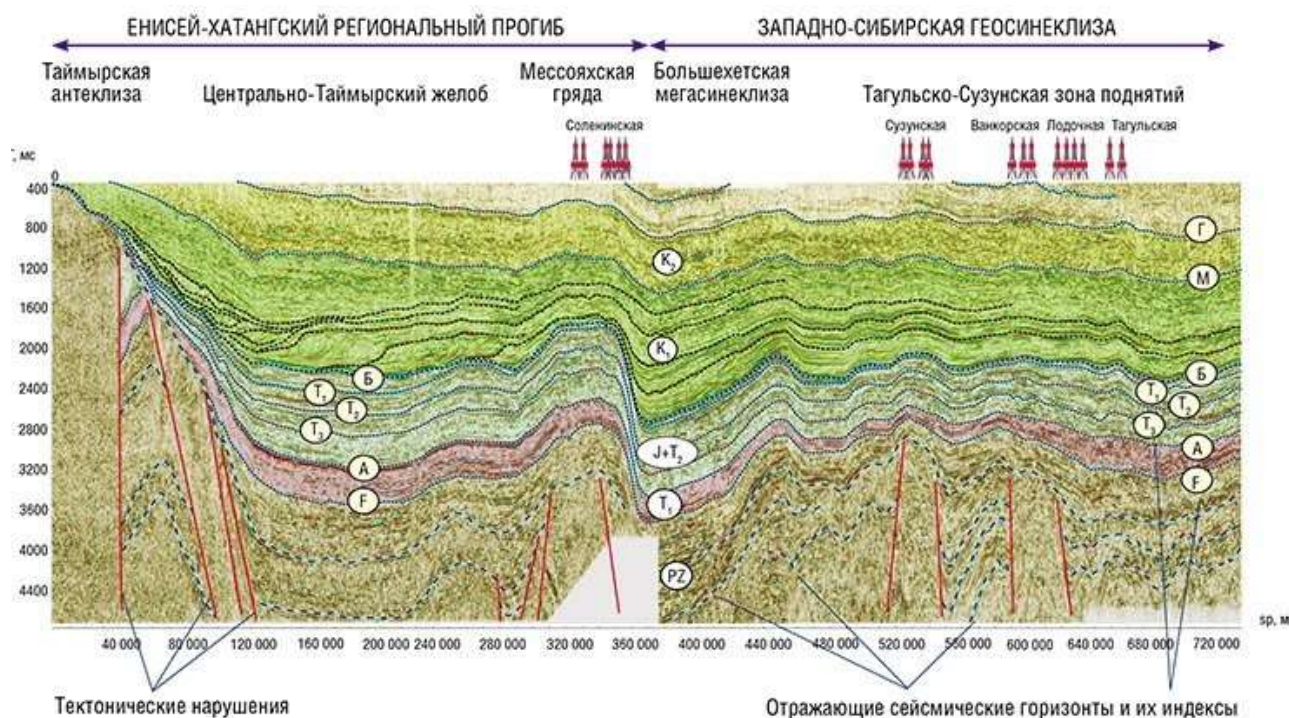


Рисунок 8 – Сейсмический временной разрез по региональному сейсмическому профилю R_25+14+23 [8], пересекающему в меридиональном направлении исследуемую территорию, демонстрирует идентичность геологического строения западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и восточных районов Западно-Сибирской геосинеклизы

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПРОШЛЫХ ЛЕТ

Разрез скважины 8 литологически хорошо дифференцирован и по геолого-геофизическим данным может считаться представительным (приложение Б). В разрезе присутствуют основные литологические разности, такие как глины, песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли. В разрезе присутствуют основные нефтяные продуктивные пласты месторождения: Сд–9 (*Сд-IX*), Нх-1 (*Нх-I*), Нх-3-4 (*Нх-III-IV*).

При литологическом расчленении разреза (таблица 5), корреляции продуктивных пластов использовались данные стандартного комплекса (КС, ПС, Кавернометрия) ГИС.

Таблица 5 – Литолого-стратиграфическая разбивка в скважине 8

Стратиграфическое подразделение, индекс	Глубина кровли, м
1	2
Четвертичная система, Q	0
Танамская, K ₂ tn	105
Салпадаяхинская, K ₂ sl	515

1	2
Насоновская, K2 ns	570
Дорожковская, K2 dr	900
Долганская, K1 dl	1025
Яковлевская, K1 jak	1255
Малохетская, K1 mch	1869
Суходудинская, K1 cd	2033
Нижнехетская, K1 nch	2610
Забой	2839

Разрез выбранной скважины изучен следующими методами: самопроизвольной поляризации, боковым каротажным зондированием, индукционным и боковым каротажом, методом ВИКИЗ, гамма-каротажом, гамма-гамма плотностным каротажом, нейтронным каротажом тепловых нейтронов, акустическим.

В разрезе выделено 4 продуктивных пласта Сд-9 (2594,5-2610 м), Нх-1 (2648,3-2669м), Нх3 (2763-2807м) и Нх-4 (2810-2828,3м).

Метод ПС позволяет дифференцировать между собой глинистые и песчанистые пласты. Глины характеризуются положительными аномалиями, а песчаники отрицательными. ГК также позволяет выделить глины и песчаники: они характеризуются повышенными и пониженными показаниями ГК соответственно. В электрическом каротаже методами сопротивления глины выделяются по минимальным значениям, а сопротивление песчаников несколько выше. Особенно значительно сопротивление песчанистых пластов увеличивается против нефтенасыщенных интервалов.

Плотные породы (карбонатизированные песчаники) хорошо выделяются по показаниям электрических методов сопротивления, ГК, НКТ и акустического каротажа. По данным акустического каротажа плотные породы с уверенностью выделяются на интервалах с аномально низкими значениями до 150 мкс/м (2596 – 2597,5 м) на фоне глин (175-400 мкс/м). НКТ позволяет выделить плотные породы достаточно точно – для них характерны аномально высокие показания метода до 4,8 – 5,2 усл.ед. (2662 – 2667,5 м), в то время как «нормальными» являются показания порядка 1,6-3,2 усл.ед. Кроме того, эти породы характеризуются очень высоким сопротивлением (до 100 Ом*м и больше).

Продуктивные части пластов выделены на глубинах 2601 – 2605 м, 2654,5 – 2658 м, 2789,5 – 2795,5 м, 2810 – 2814 м. Коэффициент нефтегазонасыщения варьируется от 5% до 13%.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Основными факторами, определяющими выбор методов ГИС, являются степень сложности изучаемого разреза, особенности технологии бурения, включая технические условия в скважине. Однако в большей степени выбор применяемых методов геологического исследования скважин зависит от поставленных геологических задач, а точнее от степени их решения с использованием того или иного метода или их комплекса.

В рамках проектируемых работ поставлены следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение коллекторских свойств продуктивных пластов (пористость, проницаемость и т.д);
- определение водонефтяных (ВНК) контактов.

4.2. Обоснования объекта исследований.

Изученность юго-восточной части структуры недостаточна, поэтому здесь планируется пробурить скважину с целью уточнения ВНК пласта Нх-3-4, для обоснования перевода запасов из категории C_2 в категорию C_1 . Руководствуясь методическими указаниями Г.А. Габриэлянца по заложению поисковых и оценочных скважин на антиклинальных ловушках, проектируем скважину на участке, определяющем степень заполнения ловушки [12] (рис.9).

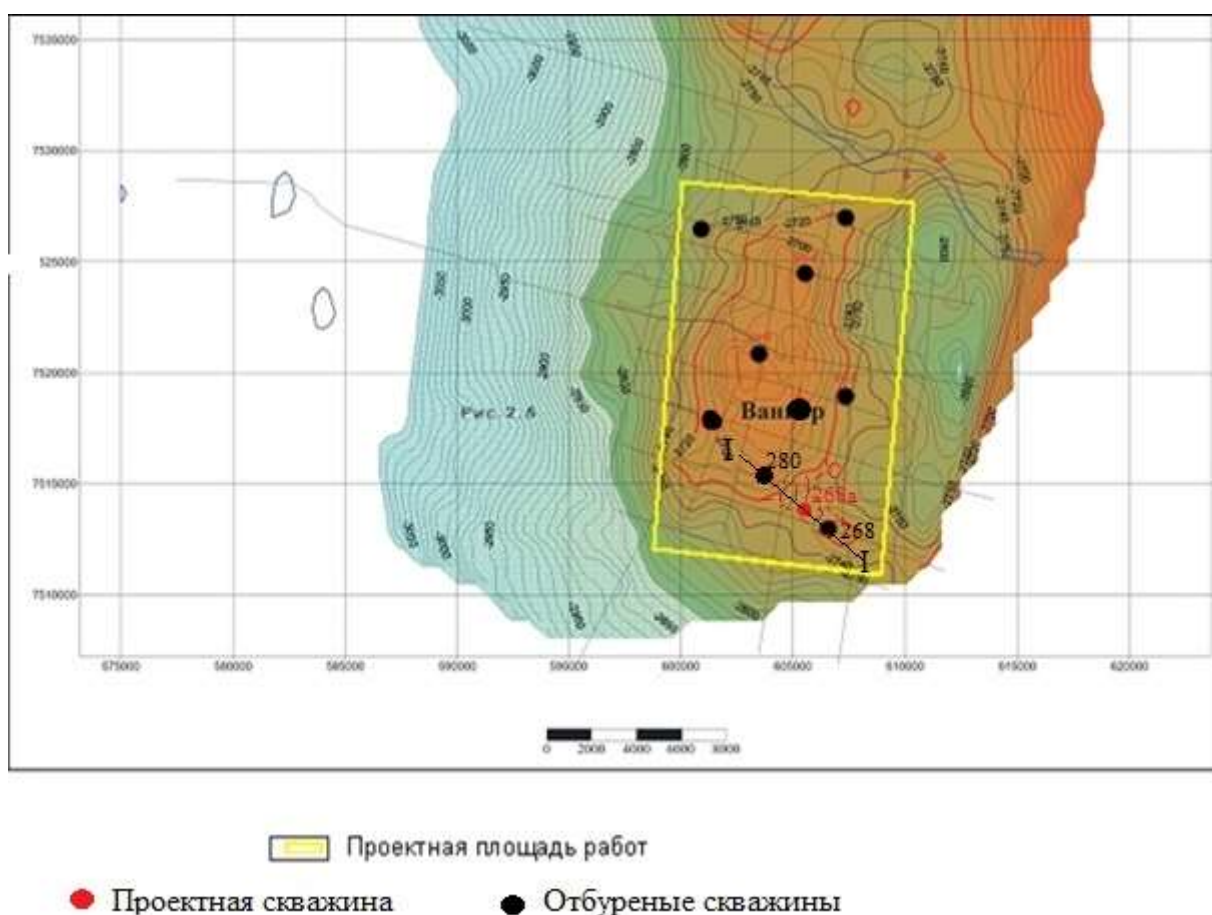


Рисунок 9 – Проектируемая скважина на структурной схеме кровли пласта *Hx-III-IV*. I-I – линия разреза и положение проектной скважины 268a

В скважине предполагается следующая литолого-стратиграфическая разбивка (табл.6).

Таблица 6 – Литолого-стратиграфическая разбивка в проектной скважине

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания, м
название	индекс	
Четвертичная система	Q	0
Танамская	K2 tn	105
Салпадаяхинская	K2 sl	515
Насоновская	K2 ns	570
Дорожковская	K2 dr	900
Долганская	K1 dl	1025
Яковлевская	K1 jak	1255
Малохетская	K1 mch	1870
Суходудинская	K1 cd	2035
Нижнехетская	K1 nch	2610
Забой		2850

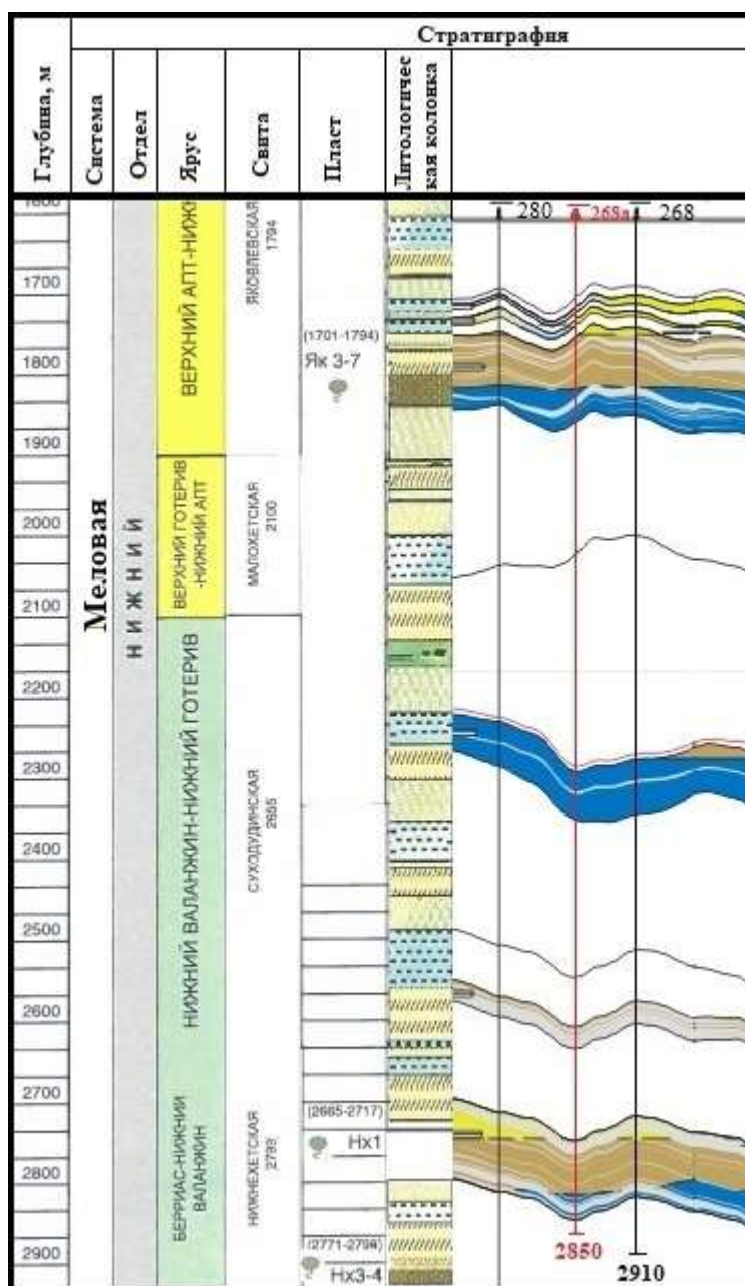


Рисунок 10 – Разрез по линии скважин 280-268a-268. Красным показано положение проектной скважины

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

В результате анализа ранее проведенных геофизических исследований была составлена физико-геологическая модель для интересующего нас перспективного продуктивного пласта *Hx-III-IV* (рис. 11).

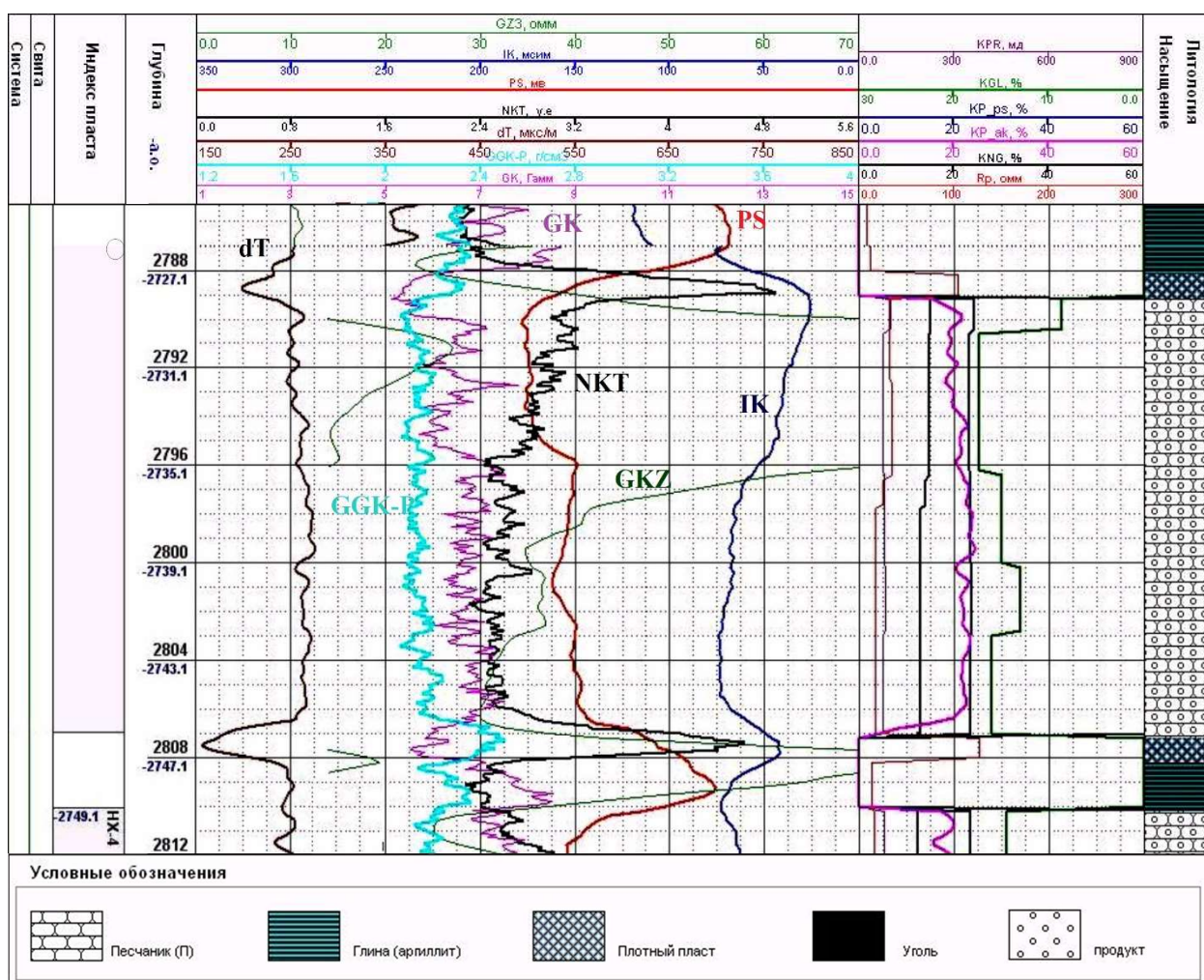


Рисунок 11 – Физико-геологическая модель пласта Нх-3-4

Верхняя часть продуктивного интервала *Нх-III-IV* характеризуется высокими значениями коэффициента нефтегазонасыщения (57 – 60%). Насыщение же нижней части составляет 12 – 15%. Это согласуется с закономерным возрастанием давления вытеснения нефтью воды к сводовой части залежи.

В кровельной части пласта песчаника, залегающего на глубине 2789 – 2803 м, наблюдается значительное повышение удельного электрического сопротивления до 70 Ом*м. На этом же интервале наблюдается увеличение сопротивления бурового раствора до 30 Ом*м. Коэффициент проницаемости в этом интервале составляет 75 мД. Вероятнее всего такое повышение сопротивления связано с притоком углеводородов из пласта. Так как сопротивление углеводородов выше бурового раствора, то показания резистивиметра повышаются.

Аргиллиты в разрезе отмечаются повышенными показаниями метода ПС (до 80 мВ), пониженными значениями метода НКТ (до 2,3 у.е.) и высокими показаниями естественной гамма-активности (до 8,5 мкР/час).

Показания метода НКТ в изучаемом пласте изменяются в интервале 2,1-3,2 у.е. На этом фоне пропластки карбонатных пород отмечаются аномально высокими показаниями нейтронного каротажа, достигающими до 4,9 у.е. Кроме того, карбонатные плотные породы характеризуются высокими значениями сопротивления (до 125 Ом*м) и низкими показаниями акустического метода (до 170 мск/м). Из-за низкого содержания в карбонатах радиоактивных частиц они характеризуются пониженными значениями ГК, достигающими до 5 мкР/час.

Пласт *Нх-III-IV* обладает низкими значениями проводимости, изменяющимися от 25 до 75 мСим/м, что характеризует его как высокоомный.

4. 4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На основании анализа ранее проведенных ГИС и построения ФГМ для искомого пласта заключаем, что комплекс методов ГИС в составе: кавернометрия, БК, БКЗ, ПС, КС, ИК, ВИКИЗ, ГК, ННКт, НКТ ГГК-П, АК обеспечат решение поставленных геологических задач.

Для расчленения по вертикали геологического разреза нужно использовать методы: БКЗ, ИК, ПС, КС.

Пласты-коллекторы определяются по кавернометрии, ВИКИЗ, БК, БКЗ, ННК-Т.

Для определения ФЭС коллекторов используются ГГК-П, АК, НКТ, ПС.

Уточнение ВНК проводится с помощью ННК-Т, ВИКИЗ, БК, БКЗ.

Методы электрического каротажа (стандартный каротаж, БКЗ, ПС) дают основные сведения при литологическом расчленении разреза, выделении границ пластов, их идентификации по разрезу и проведение корреляционных построений. Выделение проницаемых интервалов производится по наличию отрицательных аномалий ПС, положительным приращением на показаниях микрозондов, наличию зон проникновения по БКЗ.

Метод самополяризационного потенциала пород ПС основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, происходящими на границе раздела скважинных пород и между слоями различной литологии. Потенциалы самополяризации горных пород обусловлены диффузией солей из пластовых вод в промысловую жидкость и наоборот; ионная адсорбция на поверхности минеральных частиц породы; фильтрация воды из

бурового раствора в породу и пластовой воды в скважину; Окислительно-восстановительные реакции происходят в породах и при их контакте с промывочной жидкостью.

В общем случае пески, песчаники, алевролиты и алевриты легко отличаются по своим кривым ПС от глин.

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (прозрачные и слабо глинистые песчаники) отмечены на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями ΔU_{ps} , породы с высокой активностью (глины и прочная глина) имеют положительные аномалии ΔU_{ps} .

Породы с низкой диффузионно-адсорбционной активностью (прозрачные и слабо глинистые песчаники) отмечены на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями ΔU_{ps} , породы с высокой активностью (глины и прочная глина) имеют положительные аномалии ΔU_{ps} .

$$\Delta U_{ps} = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс оп},$$

где: $\Delta U_{пс}$ – амплитуда ПС против текущего пласта; $\Delta U_{пс оп}$ – амплитуда ПС против опорного пласта. За опорный пласт принимаются хорошо проницаемые не глинистые песчаники (чаще всего водоносные пласты).

Метод ПС более успешно используется в сочетании с методами кажущейся устойчивости КС и зондирования бокового каротажа БКЗ.

Метод кажущегося сопротивления КС основан на исследовании измерений во времени КС и исследовании удельного сопротивления, которое позволяет провести литологическое расчленение и определить нефтегазоносность коллекторов. Кажущиеся эффективными сопротивления при заполнении скважины промывочной жидкостью, удельное электрическое сопротивление ρ_f фильтрата которой существенно отличается от электрического сопротивления ρ флюида в порах породы за зоной проникновения фильтрата. В этом случае в зонах залегания водоемов с $\rho_f \rho$ картина будет обратной; в коллекторах ρ_k и ρ_{eff} возрастают со временем.

Потенциальный зонд N11M0.5A используется в качестве стандартного зонда на Ванкорском месторождении. Кривая сопротивления, полученная потенциальным зондом толстостенных швов с высоким сопротивлением, имеет симметричную форму, поэтому она наиболее благоприятна для расчленения сечения, и $\rho_k \rightarrow \rho_{пл}$.

Боковое каротажное зондирование БКЗ используется для определения удельного сопротивления пласта ρ_p , удельного сопротивления зоны проникновения фильтрата выщелачивающей жидкости в пласт $\rho_{z.p.}$, диаметра зоны проникновения. Суть БКЗ заключается в измерении ρ_k в исследуемом интервале градиента скважины - или

потенциальных зондов различной длины, и, следовательно, с другим радиусом исследования. Градиентные зонды используются в ГИС-комплексе для Вынгаяхинского месторождения: А0.4М0.1Н, А1М0.1Н, А2М0.5Н, А4М0.5Н, А8М1Н; кровля - N0,5M2A. Стандартный зонд А2М0.5Н или N11M0.5A также входит в комплект зондов БКЗ.

В интервале БКЗ удельное сопротивление промывочной жидкости определяется измерителем удельного сопротивления, а диаметр скважины - каверномером.

Высокая рассекающая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют распространению тока от основного электрода через скважину и направляют его в пласт, что приводит к влиянию скважины. и вмещающие породы по результатам измерений сведены к минимуму.

При индукционном каротаже ИК электропроводность горных пород изучается индукционными токами. В отличие от других методов электрического каротажа, ИК не требует прямого контакта измерительного блока с промывочной жидкостью. Это позволяет использовать ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость на РУО.

Хорошие результаты получены при исследовании инфракрасных пород с низким и средним сопротивлением, при наличии повышенного проникновения фильтрата выщелачивающей жидкости в пласт.

Положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных горизонтов с низким сопротивлением более точно определяются из диаграмм ИК.

Кривая кажущейся проводимости с ИК записывается в линейном масштабе. Это соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в практически гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая растягивается, а в области высоких сопротивлений - сжимается по сравнению с кривыми сопротивления, записанными в нормальном масштабе. Вследствие этого дифференциация кривой ИК относительно горных пород с низким ρ_r усиливается, и она сглаживается относительно горных пород с высоким удельным сопротивлением. На ИК-кривой более четко, чем на кривых сопротивления, выделена переходная зона.

Согласно единственной ИК-кривой, удельное сопротивление пласта может быть определено только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при его неглубоком проникновении. Поэтому индукционный каротаж используется в сочетании с другими методами сопротивления. С помощью комплексных измерений (БКЗ, БК, ИК) можно более надежно изолировать пласты пласта в разрезе и определить их удельное сопротивление ρ_n ; зона входа $\rho_{z.p.}$ а диаметр проникновения $D_{з.п.}$

Резистивиметрия сопротивления используется для определения удельного электрического сопротивления бурового раствора, заполняющего скважину. Информация о удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости используется для количественной интерпретации данных БК, БКЗ, ИК, микрозондирования; определение солености пластовой воды по результатам метода потенциальных потенциалов.

Инклинометрия позволяет определить положение ствола скважины в пространстве с учетом зенитных и азимутальных углов. Зенитный угол характеризует отклонение скважины в данной точке от вертикали. Это важно учитывать при бурении скважины. Кривизна скважины должна быть известна для правильного определения глубины пласта и построения геологического разреза, внесения поправок для определения толщины пласта, контроля смещения оси скважины из заданного направления.

Гамма каротаж основан на изучении естественной гамма-активности горных пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма-активность горных пород в основном обусловлена присутствием природных радиоактивных элементов урана $^{92238}\text{U}$ и продуктов его распада: радия $^{88226}\text{Ra}$, тория $^{90232}\text{Th}$ и радиоактивного изотопа ^{1940}K . Спонтанный распад атомных ядер которых в естественных условиях сопровождается гамма-излучением. Гамма-излучение - это высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Он возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных квантовых частиц. Благодаря высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при изучении разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются только слоем горных пород толщиной 1 м); Наличие обсадной колонны не является препятствием для исследований.

Чистые глины обладают высокой гамма-активностью на Ванкорской площади. Песчаная глина менее радиоактивна, за ней следуют глинистые пески и карбонатные породы. Аномально низкие значения ГК характерны для угольных и известняковых пластов.

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При той же гамма-активности породы с более высокой плотностью отмечены более низкими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения γ -лучей.

Нейтронно-нейтронное каротаж основан на регистрации потока нейтронов, замедленного до тепловой энергии (трубки), когда камни облучаются источником быстрых нейтронов.

На диаграммах НКТ водородсодержащие пласты с большой пористостью отличаются низкими значениями, а низкие пористости - более высокими значениями. На показания

трубки существенно влияют элементы с большим поперечным сечением для захвата тепловых нейтронов, поэтому трубки очень чувствительны к содержанию хлора.

По нейтронному методу можно выделить пластичную глину - покрышки и определить структуру глинистых слоев, а также выделить плотные прослойки и зоны углефикации и битумизации.

Акустический каротаж по скорости T_1 , T_2 , ΔT мк сек. определяет скоростные характеристики горных пород, и может быть использован для определения пористости цемента.

Комплекс ГИС спроектирован с учетом так называемых «мешающих факторов», которые влияют на результаты измерений геофизическими методами в скважине, такими как: диаметр скважины, промывочная жидкость, заполнение ствола скважины и грязевая корка, образующаяся, когда скважина заполнен промывочной жидкостью. Для уменьшения влияния «мешающих факторов» используют ряд методов, основанных на разных физических свойствах горных пород. И в дальнейшем представляется возможным более точное и детальное решение поставленной задачи путем комплексного анализа данных, полученных с использованием применяемых методов - этот принцип является основополагающим для качественного решения поставленных задач.

В таблице 7 указан полный комплекс запланированных геофизических работ с указанием интервалов и масштабов записи.

Таблица 7. Комплекс геофизических методов в проектной скважине 268а

№ п/п	Виды исследований, их целевое назначение		Масштаб записи	Интервалы исследований
1	2		3	4
ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ				
Обязательные методы				
	Методы ГИС	Решаемые задачи		
1	<u>Стандартный каротаж КС, ПС</u>	Литологическое расчленение разреза, оценка коллекторских св-в, корреляция, привязка глубин по БКЗ, определение коэффициента проницаемости	1:500 1:500 1:200	0-600 600-2600 2600-2850
2	<u>Кавернометрия</u>	Оценка геометрии скважины, подсчёт объёма затрубного пространства при цементировании, определение глубины зоны проникновения фильтрата, толщины глинистой корки. Выделение проницаемых интервалов	1:500 1:500 1:200	0-600 600-2600 2600-2850
2	<u>Индукционный каротаж</u>	Определение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород, оценка характера насыщения	1:500 1:200	600-2600 2600-2850
3	<u>Боковой каротаж</u>	Расчленение и сопоставление разрезов скважин, определение УЭС пласта или зоны проникновения (при неглубоком проникновении фильтрата в пласт)	1:500 1:200	0-600 2600-2850
4	<u>Боковое каротажное зондирование — 6</u>	Определение удельного электрического сопротивления пластов и зоны	1:200	2600-2850

	<u>зондов</u>	проникновения, коэффициента нефтенасыщения коллекторов		
4	<u>Микробоковой каротаж</u>	То же и определение УЭС прилегающей к скважине части пласта	1:200	2600-2850
1	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>
5	<u>Волновой акустический каротаж</u>	Оценка физико-механических свойств пород, оценка пористости, расчёт деформационно-упругих модулей	1:500 1:500 1:200	0-600 600-2600 2600-2850
6	<u>Гамма-гамма плотностной</u>	Применяется в комплексе с АК при оценке пористости пород для введения поправки на изменение их глинистости	1:500 1:200	600-2600 2600-2850
7	<u>Инклинометрия</u>	Контроль направления ствола скважины, уточнение глубин залегания пластов	точки ч/з 10-40 м	0-600 600-2600 2600-2850
8	<u>ВИКИЗ - 5 зондов + ПС</u>	Определение удельного электрического сопротивления прослоев малой толщины, коэффициента нефтенасыщения коллекторов, положение ВНК	1:200	2600-2850

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Весь комплекс ГИС проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [13].

Первоначально получается заявка на выполнение геофизических работ (каротажа). Ее принимает начальник партии, либо его заместитель (инженер-геофизик). При необходимости заявка согласуется с представителем заказчика.

К моменту проведения ГИС скважина должна быть подготовлена соответствующим образом (очищена от грязи, должна быть обеспечена водой, светом и т.д. – все это должно быть указано в заявке на каротаж). Готовность скважины к проведению ГИС оформляется непосредственно на месте, с составлением акта, подписываемого представителем заказчика и начальником геофизической партии. К скважине должны быть подготовлены подъездные пути, а со стороны приемных мостков, на расстоянии не менее 30 м от устья должна быть оборудована площадка размером 10х10 м для размещения каротажной самоходной станции.

Проведение ГИС включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава сборки приборов;
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъемных операций для регистрации первичных данных;

- полевые калибровки приборов после измерений;

Работы по завершению ГИС

После проведения ГИС должен следовать демонтаж и сборка оборудования с полсудующей подготовкой к транспортировке на базу. Скважина и площадка с прилегающая к ней территорией должна быть очищены и приведены в то состояние в котором она была к началу ГИС.

Выбор методики и аппаратуры основывается на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленных задач данного проекта.

Боковое каротажное зондирование и боковой каротаж проводится с помощью модуля бокового каротажа высокого разрешения БКВР-М2. Масштаб глубин 1:200. Кроме того, данным модулем осуществляется запись КС и ПС. Масштаб записи: КС – 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см.

Гамма-каротаж и НКТ проводится в масштабе 1:200 по открытому стволу скважины. Для исследования применяется модуль ТЛМ-М3. Для регистрации кривых используется источник Pu+Be мощностью – н/сек. Постоянная времени в большинстве скважин составляет 6 секунд. Масштабы регистрации кривых для ГК – 0.5, 0.75, 1.0 мкР/ч на 1 см, для НК – 0.1-0.6 у.е. на 1 см. Скорость регистрации кривых РК составляет 360-400 м/час.

Акустический каротаж

Проводится в масштабе 1:200. Для исследования применяется модуль широкополосного акустического каротажа АКШ-М3.

Кавернометрия

Проводится по открытому стволу скважины в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых 2 см/см. Скорость регистрации кривых 360-400 м/час. Исследования выполняется модулем кавернометрии КП2-М2.

Гамма-гамма плотностной каротаж

Проводится в масштабе 1:200 по открытому стволу скважины. Для исследования применяется модуль СГП2-М2. Для регистрации кривых используется источник Cs. Постоянная времени в большинстве скважин составляет 6 секунд. Скорость регистрации кривых ГГ-п составляет 360-400 м/час.

Высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и Индукционный каротаж

Выполняется в интервале проведения БКЗ в масштабе 1:200. Масштаб кривых 20-25 мСим/см. Скорость регистрации кривых 360-400 м/час. Исследования проводятся модулем ВИКИЗ-М2. Скорость каротажа не более 400 м/ч. Диапазон определения УЭС – 1-200 Ом·м.

Инклинометрия

Инклинометрия выполняется с использованием модулей НИ2-М2 и НИ-М2. Использование двух модулей предназначено для дублирования друг друга, контроля и получения результата в случае выхода из строя одного из модулей. Скорость каротажа не более 400 м/ч.

5.2 Применяемая аппаратура и оборудование

Настоящим проектом предусматривается выполнение геофизических исследований сборкой скважинных приборов серии МЕГА-3. Для получения качественного материала определён оптимальный порядок сборки модулей МЕГА-2/3, который позволяет решить все поставленные геологические задачи одним СПО (рис. 12).

Разрыватель	
ТЛМ2-М2	ТЛМ-М3
2ННК2-М2	
Центратор	
БКВР-М2	
Центратор	
КП2-М2	
Центратор	АКШ-М3
АК2-М2	
CAN-репитер	
Кардан	
СП2-М2 (ГКЛП-М3)	
Немагнитка	ИКН-М2/М3
НИ2-М2/НИ-М3	МИРП-М3
Немагнитка	
ИКН-М2/М3	
Электрод ПС	
макс 400м/ч	

Рисунок 12 – Оптимальная компоновка МЕГА-3 для одиночного спуска

В обязательном порядке первым устанавливается модуль *ТЛМ-М3* (исключить использование с модулем ТЛМ-М2).

Модуль телеметрии, гамма, локатора муфт и нейтрон-нейтронного каротажа (ТЛМ-М3) предназначен для передачи информации от измерительных модулей МЕГА-2/3 через

каротажный кабель в каротажную станцию МЕГА-МАКС. Передача данных осуществляется посредством телеметрии QAM обеспечивающей скорость передачи данных до 500 Кбит/сек. Модуль обеспечивает регистрацию следующих параметров: магнитный локатор муфт, классический канал регистрации ГК, диапазон регистрации 1-250 мкр/час, значение счета по дальнему измерительному зонду, значение счета по ближнему измерительному зонду, значение объемного влагосодержания (пористости), канал сжатия и натяжения TENS на «голове» модуля, диапазон регистрации от -6000кгс (сжатие) до +6000кгс(натяжение), канал термометрии TEMP, измерение внешней температуры, диапазон от -10 до +120 °С, канал измерения давления PRESS, диапазон измерения от 0....80МПа.

Габаритные размеры модуля: длина – 3200мм, диаметр – 73мм, вес – не более 50кг.

Далее собираются модули согласно выбранной оптимальной компоновки:

Модуль бокового каротажа высокого разрешения (БКВР-М2) предназначен для измерения кажущегося удельного сопротивления горных пород методом шестизондового бокового каротажа зондами, имеющими различную глубинность исследований. Модуль обеспечивает измерение шести кажущихся сопротивлений RLA0-RLA5 в диапазоне от 0.2 до 20000 Ом*м (зонд RLA0 фактически измеряет сопротивление бурового раствора при условии центрирования прибора). При работе с модулем БКВР-М2 обязательно использование центраторов (стендоффов) и разрывателя масс БКВР (рис.13) это обеспечит отсутствие контакта брони кабеля и корпуса связки МЕГА-2, что необходимо для корректной работы прибора.



Рисунок 13 – Модуль бокового каротажа высокого разрешения БКВР-М2 [14]

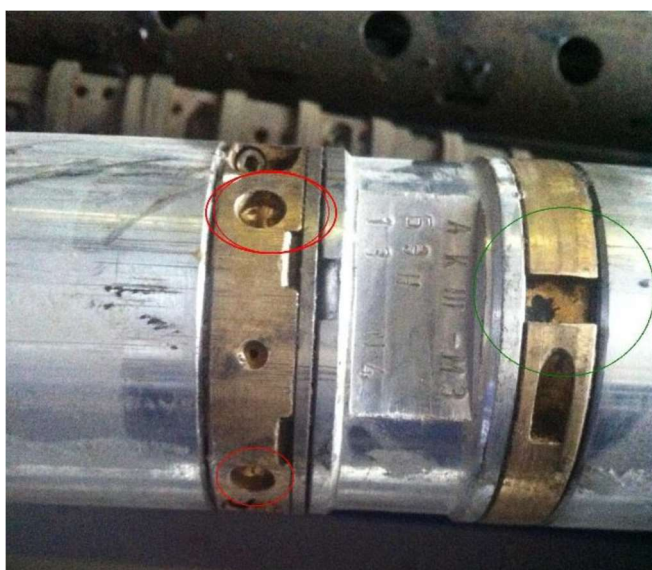
Габаритные размеры модуля: длина в сборе – не более 8000мм, диаметр - 76мм, вес – 120кг.

Модуль каверномера-профилемера (КП2-М2) предназначен для выполнения исследований методом кавернометрии, обеспечивает измерение четырех радиусов раскрытия измерительных рычагов прибора, что позволяет производить измерение двух взаимно

перпендикулярных диаметров скважины. Модуль обеспечивает регистрацию следующих параметров: радиусы раскрытия измерительных рычагов в диапазоне 50-300мм, двух взаимно перпендикулярных диаметров скважины, диапазон измерения 100-400мм, среднего диаметра скважины, диапазон измерения 100-400мм,

Габаритные размеры модуля: длина модуля в сборе – 3400мм. (КП2-М2 – 3852мм), диаметр модуля – 76мм, вес модуля в сборе – не более 80кг.

Модули широкополосного акустического каротажа (АКШ-М3) модуль АКШ-М3 предназначен для выполнения исследований методом широкополосного акустического каротажа. Прибор имеет массив из восьми приемников, и позволяет решать задачи по регистрации всех типов волн – продольной, поперечной и Лэмба-Стоунли. Прибор обеспечивает работу в двух режимах НЧ (7-8кГц) и ВЧ (18кГц), выбор частоты производится исходя из требований геологической службы, для типичных задач должен использоваться режим ВЧ. Модуль обеспечивает регистрацию волнового сигнала (ФКД) от восьми приемников в режимах НЧ или ВЧ.



Риснок 14 – Модуль широкополосного акустического каротажа АКШ-М3 [14]

Габаритные размеры модуля: длина – 8500мм, вес – 163кг.

Модуль гамма-гамма плотностного каротажа (СГП-М2 (СГП2-М2)) предназначен для проведения исследований методом гамма-гамма плотнометрии, в скважинах номинальным диаметром от 100 до 280мм. Модуль обеспечивает регистрацию следующих параметров: скорость счета по ближнему измерительному зонду, скорость счета по дальнему измерительному зонду, плотность горных пород, диапазон измерения 1,7 – 3 г/см³, средний диаметр скважины, диапазон измерения от 80 до 280мм.

Габаритные размеры модуля: длина модуля СГП-М2 в сборе – 5250 мм. СГП2-М2 – 4487мм, диаметр модуля – 76мм, вес модуля в сборе – не более 120кг.

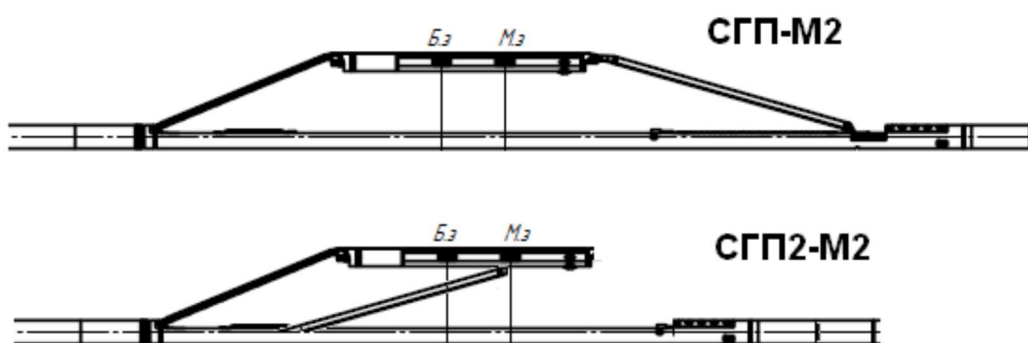


Рисунок 15 – Модуль гамма-гамма плотностного каротажа СГП-М2 (СГП2-М2) [14]

Модуль инклинометра (НИ-М2 (НИ2-М2)) предназначен для выполнения инклинометрии скважин, в составе сборки МЕГА-2, для исключения влияния соседних модулей на показания канала измерения азимута, в случае установки модуля в середину сборки, сверху и снизу модуля должны быть установлены немагнитные удлинители МЕГА-2, в случае установки модуля после ИКН-М2/М3 (возможно только в том случае если не планируется регистрация ПС модулем ИКН-М2/М3) верхний немагнитный удлинитель можно не устанавливать т.к. нижний соединительный узел ИКН-М2/М3 выполнен из немагнитного материала. В случае установки модуля вниз сборки, необходимо использовать немагнитный вариант заглушки для отдельного спуска МЕГА-2. Модуль обеспечивает регистрацию следующих параметров: зенитный угол, диапазон измерения от 0 до 180 градусов, азимут, диапазон измерения от 0 до 360 градусов.

Габаритные размеры модуля: длина НИ-М2 – 1900мм, длина немагнитного удлинителя – 2400мм, диаметр – 76мм, вес НИ-М2 – 25кг, вес немагнитного удлинителя – 27кг.

Модуль ВИКИЗ-М2 предназначен для обеспечения возможности использования в составе сборки приборов МЕГА-2 прибора ВИКИЗ. Обеспечивает работы с приборами ВИКИЗ имеющими напряжение питания 120В. Обеспечивает регистрацию следующих параметров: пять измерительных каналов ВИКИЗ, потенциалы самопроизвольной поляризации ПС и дельта ПС.

Габаритные размеры модуля: длина – 1100мм, диаметр – 73мм, вес – 25кг.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М (Рис.16).

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

Для регистрации и обработки информационных сигналов – каротажная станция МЕГА-МАКС (рис. 17) это современный компьютеризированный аппаратно-программный комплекс, предназначенный для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах, который обладает высокой универсальностью и удобством в работе. Применение при конструировании и сборки станции обеспечивает высокую надежность в работе.

Высокая эффективность использования станции МЕГА-МАКС заложена в ее архитектуре, особенностью которой является применение двухуровневой компоновки системы.



Рисунок 16 – Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М

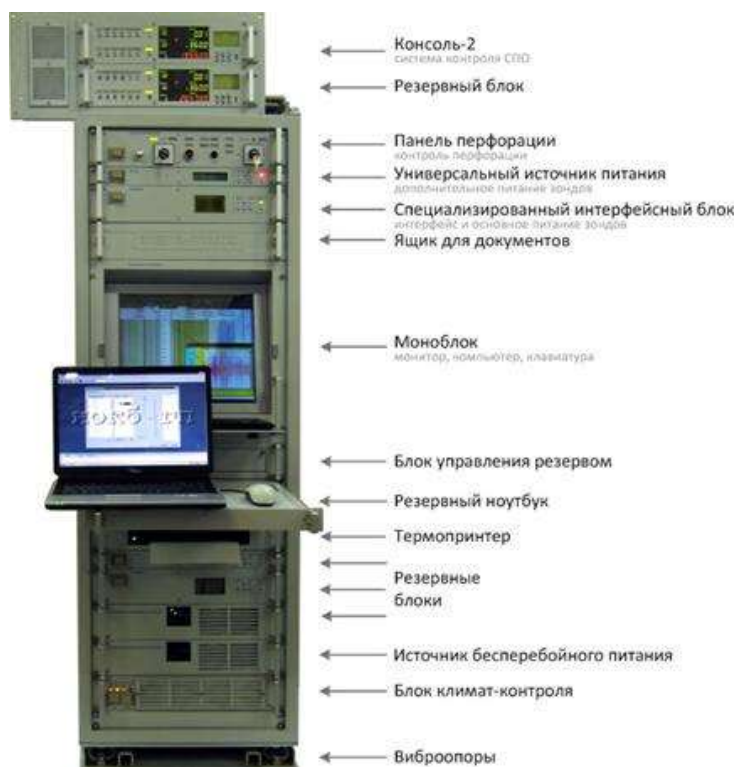


Рисунок 17 – Каротажная станция МЕГА-МАКС

Функции контроля и управления аппаратурой, регистрацией данных ГИС и служебной информации в реальном времени вынесены в отдельный блок МЕГА-МАКС, работающий под управлением операционной системы реального времени QNX и обеспечивающий контроль и синхронизацию всех процессов.

Программное обеспечение станции работает под управлением операционной системы MS Windows 2000/XP, поступающие с панели МЕГА-МАКС предварительно обработанные данные проходят окончательную обработку с выводом на экран необходимых геофизических параметров в виде стандартных каротажных кривых.

Программное и аппаратное обеспечение станции МЕГА-МАКС предоставляет возможность быстрого подключения к измерительному комплексу любых новых скважинных приборов и средств измерения.

Основной частью специального программного обеспечения является программа регистрации геофизических данных «МАКС-W», установленная на компьютере. Управление программой производится командами, подаваемыми оператором при помощи клавиш

клавиатуры или устройства позиционирования курсора. Данный программный комплекс зарекомендовал себя с положительной стороны и имеет многолетний опыт применения на геофизических работах по исследованию скважин, проводимых АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика».

Для формирования и распечатки планшетов результатов обработки исходных каротажных диаграмм, в различных форматах представления данных будет применен программный комплекс "ShopKar".

Возможность применения в данной системе различных графических элементов оформления планшетов, определения слоев, а также вставка рисунков bmp формата, делает данный комплекс очень удобным инструментом в рамках проектируемых работ на этапе обработки и оформления данных геофизических исследований.

Кроме того, применение данного комплекса обусловлено возможностью распечатки планшетов практически на любом типе печатающего устройства, возможностью инверсии изображения и вывод напрямую диаграммы любой длины на любом типе печатающего устройства.

5.3. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных ГИС осуществляется с помощью специально разработанных методических и технических средств при наиболее полном использовании геологических материалов (анализов керна, шлама, пластовых флюидов, промывочных жидкостей и т. д.) и результатов испытания пластов, полученных в исследуемой скважине и районе.

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

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

$$k_v = 1 - k_{нг} = \sqrt[n]{\frac{1}{P_n}} = \sqrt[n]{\frac{\rho_{вп}}{\rho_n}}$$

Показатель степени n в этой формуле или исходная кривая $P_n = f(k_{нг})$ должны соответствовать условиям разведваемой залежи. Для этого рассматриваемую зависимость получают экспериментально, измеряя ρ_n на образцах керна из данного пласта при различной

водонасыщенности. Образцы насыщают водой, аналогичной по составу пластовой. При отсутствии измерений на кернах из данного пласта используют зависимость, полученную для пластов, аналогичных исследуемому. Значение ρ_n устанавливают по данным БКЗ или комплексу разнотипных зондов (ИК, БК, обычные зонды). Значение $\rho_{вп}$ рассчитывают по формуле:

$$\rho_{вп} = P \cdot \rho_n$$

Относительное сопротивление рассчитывают по величине пористости K_p по формуле:

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

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

Алгоритм определения ρ_v по статической аномалии ПС

Электрический потенциал, от которого зависят показания каротажной диаграммы ПС:

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

где $\Delta U_{ПС}$ — статическая аномалия кривой ПС, определяется из каротажа ПС как максимальная амплитуда чистого водонасыщенного пласта (в мВ);

$K_{да}$ — коэффициент диффузионно-адсорбционной способности, определяется с учетом температуры ($^{\circ}\text{C}$) пласта: $K_{да} = (61 + 0.24T)$

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

ρ_v — сопротивление пластовой воды, определяемый параметр (Омм).

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

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

Следовательно, алгоритм определения ρ_v по статической аномалии ПС:

Выделить опорный чистый неглинистый водонасыщенный пласт ($K_v=100\%$) по кривым глинистости: спонтанной поляризации (ПС) или гамма-каротажа (ГК).

Провести линию глини и линию песков на каротажной диаграмме ПС.

Определить статический потенциал ΔU_{nc} (мВ) по каротажной диаграмме ПС как разность значений между глинами и песками в опорном пласте (рис 18).

Определить ρ_{ϕ} (Омм) из заголовка каротажной диаграммы ПС.

Зная забойную температуру пласта T ($^{\circ}\text{C}$), определить ρ_e по формуле

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

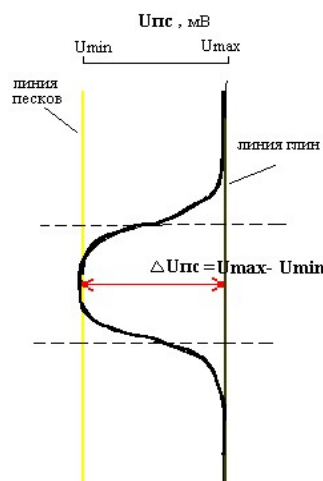


Рисунок 18 – Пример определения ΔU_{nc} по каротажу

Так как, комплекс исследований и работ для достижения результатов по установлению и обоснованию уравнений петрофизических зависимостей для Ванкорского месторождения пока недостаточно изучен для предоставления актуальных и информативных данных, поэтому, для вычисления параметров за исключением тех что описаны выше, можно в первом приближении использовать уравнения петрофизических зависимостей для Средне-Васюганского мегавала [10], их достоверность надежно установлена и не вызывает сомнения:

Для расчета коэффициента пористости (K_p) по ПС используется петрофизическое уравнение: $K_p = 0,08392 + 0,1196 \cdot \alpha_{nc}$ (доли ед)

Для расчета K_p по АК используется следующее уравнение:

$$K_p = 0,196 \cdot \Delta T - 33,9 \text{ (\%)}$$

Коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) рассчитывается по петрофизической зависимости:

$$K_{пр} = 10^{\left(\left(\frac{\alpha_{nc}}{0,75}\right)^{2,27}\right)} \text{ (мД)}$$

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

$$K_{гл} = 0,4346 - 0,3846 \cdot \alpha_{nc} \text{ (доли ед)}$$

$K_{г\lambda}$ по ГК рассчитывается по уравнению: $K_{г\lambda} = 1,055 - (1,14 - 1,111 \cdot \Delta J \gamma)^{0.5}$ (доли ед), где $\Delta J \gamma$ - двойной разностный параметр ГК, Гамм.

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТА МЕТОДОМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПАЛЕТОК ФЛЮИДНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Научные методы, используемые при интерпретации полевого материала газового каротажа, сегодня позволяют выделять зоны ВНК, ГНК, ГВК в режиме реального времени. Такой результат возможен лишь при использовании высокоскоростного, высокоточного хроматографа, принудительного дегазатора, а также программного обеспечения способного в режиме реального времени проводить анализ полученных данных.

6.1 Диаграмма Пикслера

Эта диаграмма/палетка была предложена Пикслером в его работе "Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios", опубликованной в одном из журналов в 1969 году [11]. Данный метод основывается на построении кривой зависимости соотношения составляющих суммарного газа (этан, метан, пропан, бутан, пентан) На диаграмме граничными линиями обозначены эмпирически определённые границы зон нефтегазоносности, графиком отражаются результаты анализа конкретной пробы. Анализ даёт оценку насыщения (местоположение кривой), оценку проницаемости (параллельность кривой к эмпирически определённой граничной линии раздела фаз, тем выше проницаемость), можно определить признаки воды (излом кривой). Угол наклона графика позволяет судить о том, что можно добыть из данного коллектора - углеводороды или углеводороды с водой. В том случае, когда график идёт вправо вверх, можно говорить о том, что в разрезе присутствует коллектор углеводородов, не содержащий воды. И наоборот, когда линия графика идёт влево-вверх, речь может идти об обводнённом коллекторе. Последняя тенденция может проявляться и для коллекторов, в которых нефть находится в условиях ниже давления насыщения, что, впрочем, встречается довольно редко.

Следует отметить, что эта диаграмма не может с достаточной достоверностью описывать зоны с очень низкой проницаемостью, но большая крутизна линии графика свидетельствует о низкой проницаемости пластовых пород.

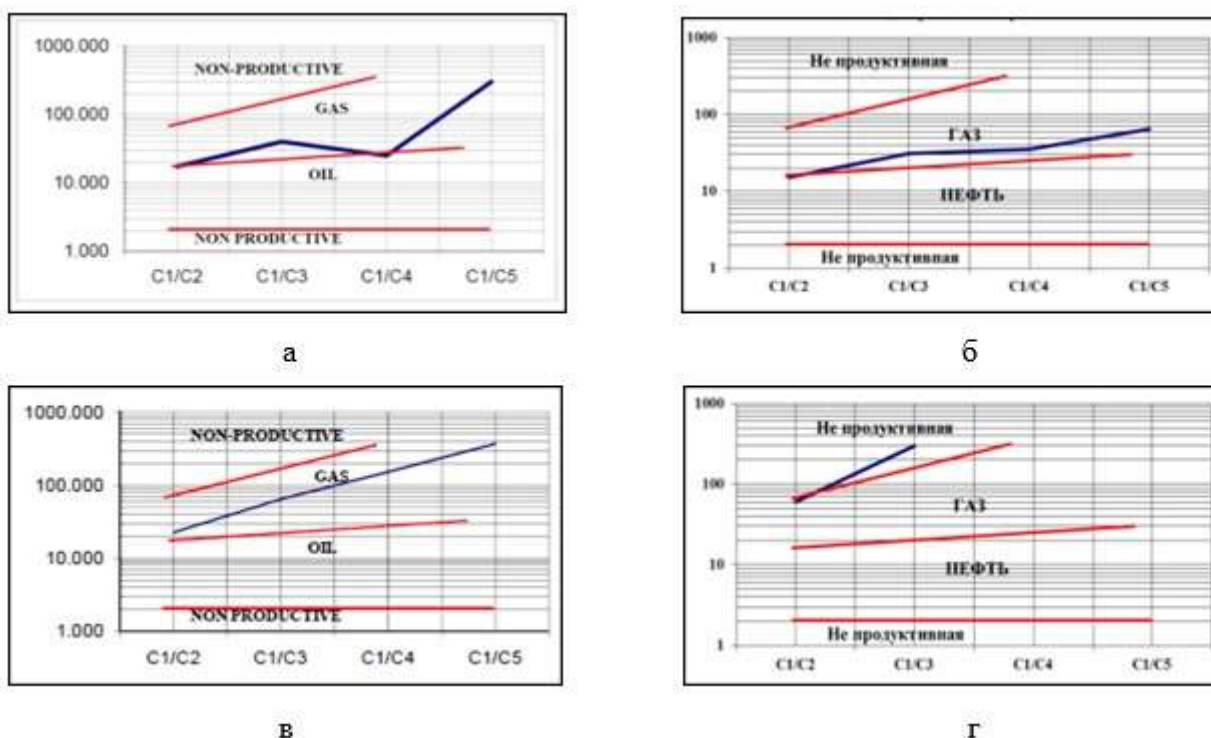


Рисунок 19 – Диаграмма/палетка Пикслера: а – водорастворённый газ, плохая проницаемость, б – газ, конденсат, близко ГВК, хорошая-средняя проницаемость, в – газ, хорошая проницаемость, г – газ, не продуктивен

Отношение метан/этан находящееся в пределах от 2 до 15 свидетельствует о наличии нефти, в то время как при значении этого отношения от 15 до 65 коллектор - газовый. Если это отношение меньше 2 или больше 65, можно говорить о том, рассматриваемый коллектор не является нефтегазопродуктивным. Если каждое из упомянутых выше отношений оказывается ниже предыдущего, можно говорить о том, что рассматриваемый коллектор будет давать скорее всего воду. При использовании буровых растворов на углеводородной основе отношение метан/пентан может быть ниже отношения метан/бутан. По анализу диаграмм Пикслера (Рис. 19) выявлено два пласта небольшой мощности, содержащих лёгкую нефть с высоким газовым фактором и хорошей проницаемостью по газу. Если в разрезе будут вскрыты подобные ловушки УВ, можно рассматривать эксплуатацию этих коллекторов в системе многопластовой залежи.

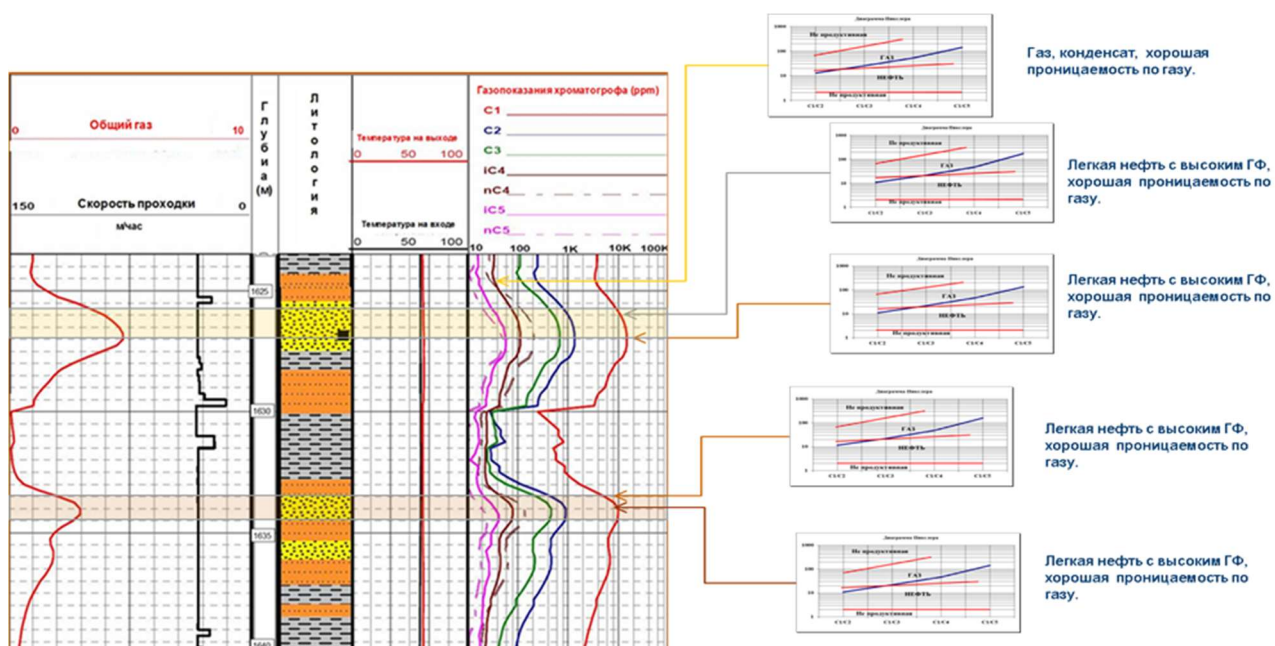


Рисунок 20 – Фрагмент участка в разрезе скважины с выявленными пластами, содержащих нефть

6.2 Метод флюидных коэффициентов

Флюидные коэффициенты используются для идентификации различных фаз углеводородов и дают возможность определить границы между: “сухим” газом – “влажным” газом – газом – нефтью - тяжелой нефтью.

Влажность – Wetness Ratio (Wh) = $((C2+C3+C4+C5)/(C1+C2+C3+C4+C5)) \times 100$ – основной индикатор типа флюида.

Баланс – Balance Ratio (Bh) = $(C1+C2)/(C3+C4+C5)$ – служит для уточнения и подтверждения интерпретации по Wh.

Характер – Character Ratio (Ch) = $(C4+C5)/C3$ – определяет фазовое состояние флюида в пластовых условиях.

В таблице 8 приведены данные по интерпретации флюидных коэффициентов.

Таблица 8 – Интерпретация флюидных коэффициентов

Отношения компонентов	Тип флюида и плотность
1	2
Bh > 100	Очень лёгкий, сухой газ, непродуктивный.
Wh < 0.5 и Bh < 100	Возможно продуктивный лёгкий сухой газ.
0.5 < Wh < 17.5, Wh < Bh < 100	Продуктивный газ, возрастание влажности.
Bh < Wh, 0.5 < Wh < 17.5	Продуктивный очень влажный газ или лёгкая нефть.

$17.5 < W_h < 40, B_h < W_h$	Продуктивная нефть с увеличением плотности.
$B_h \ll W_h, 17.5 < W_h < 40$	Низкий продуктивный потенциал тяжелой, слабо насыщенной газом нефти.
$W_h > 40$	Непродуктивная очень тяжелая остаточная нефть, содержащая воду.
$Ch < 0.5$	Подтверждается содержание продуктивного газа.
$Ch > 0.5$	Подтверждается наличие фазы продуктивного флюида. Газ, определяемый по W_h и B_h , связан с нефтью.

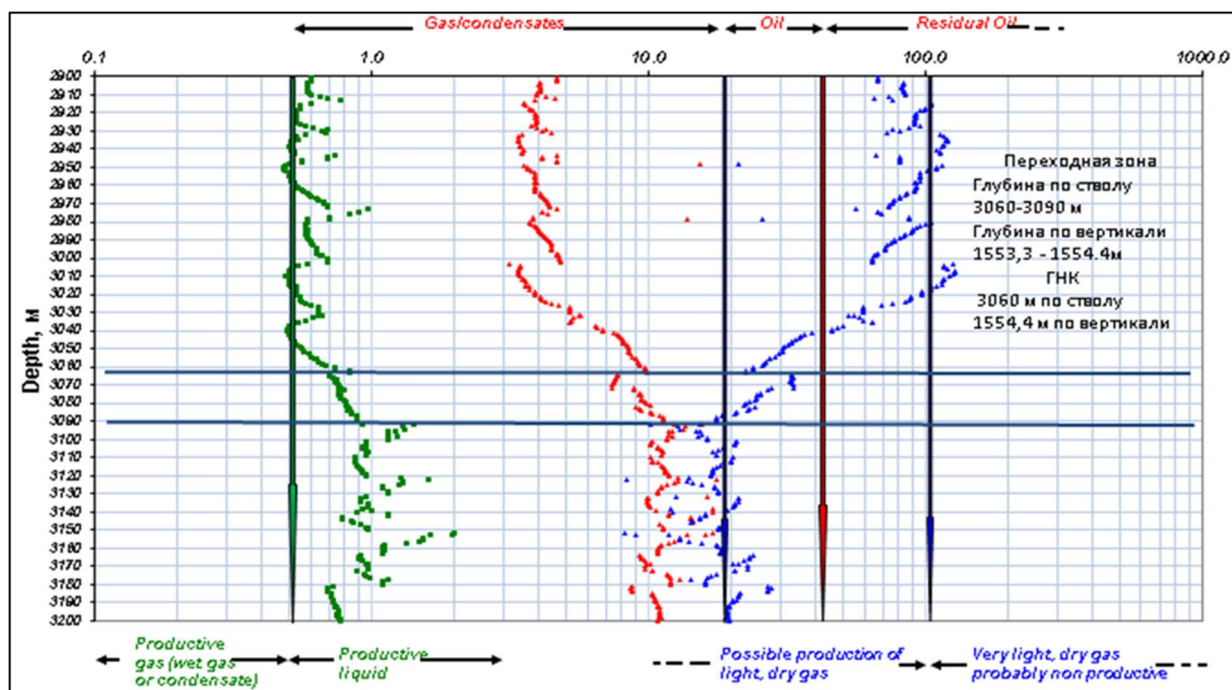


Рисунок 21 – Определение ГНК методом флюидных коэффициентов в скважине с раствором на углеводородной основе

6.3 Интерпретация соотношений метана к остальным составляющим суммарного газа

Интерпретация соотношений метан/этан приведены в таблице 9

Таблица 9 – Интерпретация соотношений метан/этан

$C1/C2^*$	Тип флюида и плотность
< 2	Непродуктивная остаточная нефть
2 - 4	Тяжелая нефть, API 10-15
4 - 8	Нефть средней плотности, API 15-35
8 - 15	Легкая нефть, API > 35
10 - 20	Газовый конденсат
15 - 65	Газ
> 65	Непродуктивный легкий газ
Только C1	Соленая вода

Интерпретация соотношения метана к остальным составляющим суммарного газа приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Интерпретация соотношений метана к остальным составляющим суммарного газа

Отношения компонентов	Тип флюида и плотность
C1/C2 > 35	Легкий газ, не продуктивный, с низкой проницаемостью.
C1/C3 > 80	
C1/C4 > 200	
C1/C2 от 10 до 35	Газ, газоконденсат
C1/C3 от 15 до 80	
C1/C4 от 20 до 200	
C1/C2 от 2 до 10	От нефти средней плотности до тяжелой нефти.
C1/C3 от 2 до 15	
C1/C4 от 2 до 20	
C1/C5 от 2 до 30	
C1/C2 < 2	Очень тяжелая, высокой плотности, высокой вязкости, как правило, непродуктивная остаточная нефть.
C1/C3 < 2	
C1/C4 < 2	
C1/C5 < 2	

*C1 – метан; C2 – этан; C3 – пропан; C4 – бутан; C5 – пентан.

6.4 Применение метода интерпретации палеток флюидных коэффициентов для определения насыщения пласта

Рассмотрим более подробно интерпретацию применения палеток флюидных коэффициентов при определении насыщения пласта DIV Гусихинской структуры.

Гусихинская структура расположена в южной части Самарской области на территории Большечерниговского административного района. Структурно-тектоническом плане данный участок расположен на юго-западном борту Бузулукской впадины и приурочен к Камелик-Чаганской зоне дислокаций Иргизско-Рубежинского мегапрогиба.

Проведенный комплекс ГИС не решил поставленную задачу определения насыщения пород. Ввиду сильной зараженности бурового раствора нефтью, служба ГТИ также не имеет возможности решить поставленную геологическую задачу. При проведении ЛБА, все без исключения вытяжки литологических разностей светились одинаковым зеленовато-желтым цветом. Образцы керна визуально не имели никаких признаков нефтегазонасыщения. Однако, после промывки горячей водой некоторые образцы приобретали резкий запах, характерный для газоконденсата, который быстро улетучивался. В свечение люминесцентной лампы, образцы приобретали неравномерно оранжево-желтое, иногда с зеленоватым оттенком свечение.

При проведении анализа соотношения газов, полученных при дегазации бурового раствора в те интервалы бурения, когда влияние введённой нефти было минимальным. При интерпретации полученных палеток флюидных коэффициентов были получены следующие результаты.

На рисунке 22 показан интервал близкий к вскрытию предположительно продуктивного интервала. Литологически покрывка представлена алевролитом темно-серого до черного цвета, мелкозернистым мономинеральным кварцевым на базальном кремнистом цементе, со слабой степенью окатанности и хорошей сортировкой обломков. Порода крепкая плотная. Анализ соотношений углеводородных газов показывает, что интервал насыщен продуктивным газом. Значение соотношения метана к этану находится в области распространения газа на диаграмме, полностью положительный наклон кривой распределения показывает, что газ продуктивный, этот же наклон говорит о хорошей проницаемости анализируемых пород.

Значение соотношения метана к этану находится в области распространения газа на диаграмме, полностью положительный наклон кривой распределения показывает, что газ продуктивный, этот же наклон говорит о хорошей проницаемости анализируемых пород.

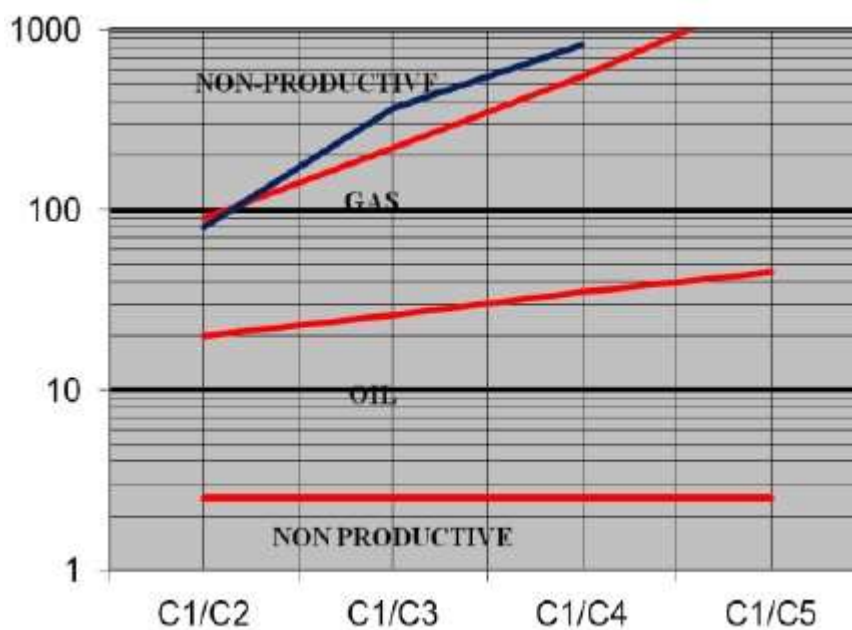


Рисунок 22 – Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия «покрывки»

Незадолго до вскрытия прикровельной части пласта наклон линий показывал отрицательные тенденции, точка соотношения метана к этану располагалась в области непродуктивного газа (верхняя кривая графика на рис. 23 показывает общие тенденции 10-метровой зоны, до вскрытия пласта представленной аргиллитом черным, известковистым,

плотным, крепким, местами аргиллитом черным, хрупким, тонкослоистым). В зонах сильного заражения буровым раствором, введенной для ликвидации аварии нефтью, анализ соотношений углеводородных газов показывал насыщение пород нефтью, но вмещающие породы характеризовались плохой проницаемостью.

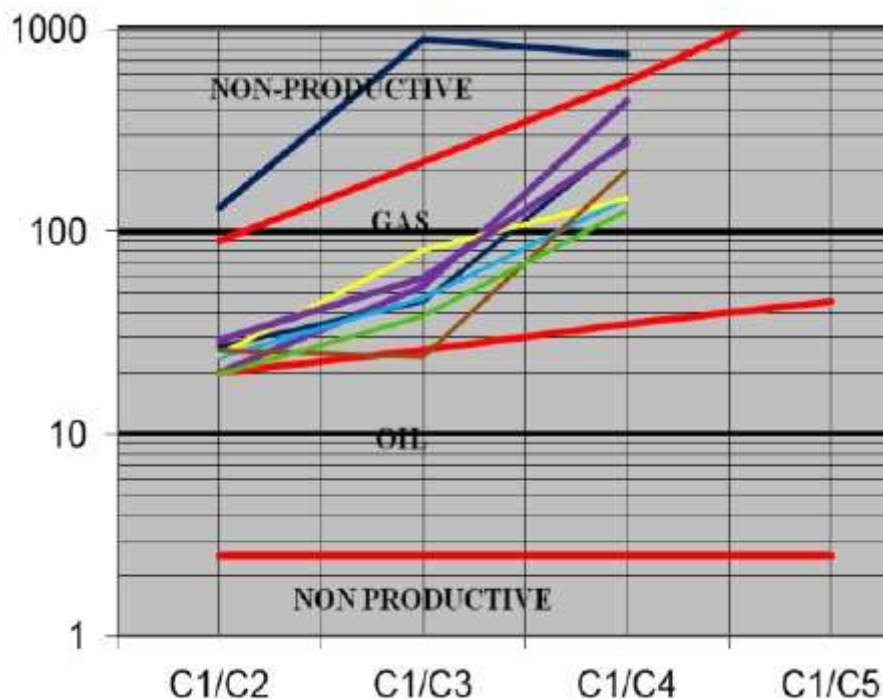


Рисунок 23 – Общие тенденции в распределении флюидных коэффициентов для всех анализируемых интервалов

Аномалия вторая (рис. 24) отмечается напротив одного из интервалов из продуктивной части пласта. Следует отметить, что пласт достаточно однороден по своему строению, данные люминесцентно-битуминологического анализа показывают, что насыщение газоконденсатом отчетливо приурочено к зонам повышенной трещиноватости и перекристаллизации породы. Описываемый интервал представлен песчаником кварцевым мелкозернистым хорошей степени сортировки и окатанности на кремнистом порово-базальном цементе. Порода крепкая, плотная. Отмечаются субвертикальные редкие трещины, вдоль которых порода покрашена в бурый цвет. К низу интервала песчаник становится крупнозернистым слабоокатанным, слабосортированным, более проницаемым. Степень цементации слабая и средняя, тип цемента поровый, состав кремнистый. Крупнозернистый песчаник переслаивается с алевроитистым аргиллитом темного цвета. Текстура породы к низу интервала становится горизонтально слоистой. Под люминесцентной лампой отмечается оранжево-желтое пятнистое свечение песчаника. Точка соотношения метана к этану, показывающая на палетках флюидных коэффициентов (диаграммах Пикслера) тип флюида: газ, нефть или газоконденсат, в данном случае

показывает насыщение породы газоконденсатом. Положительный наклон линий в целом, свидетельствует о том, что вмещающие породы характеризуются хорошей проницаемостью и отсутствием воды.

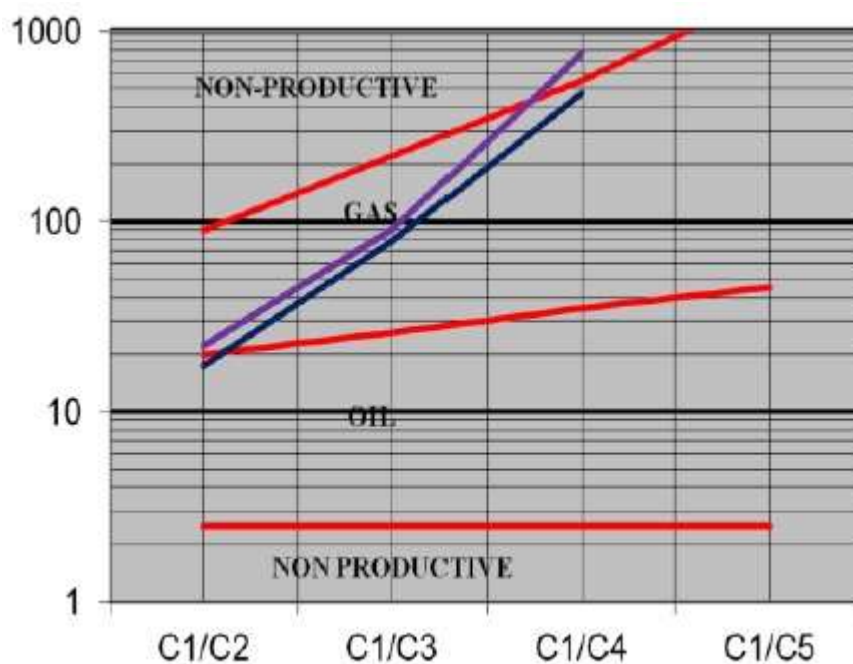


Рисунок 24 – Распределение флюидных коэффициентов при проходке продуктивной части пласта

Аномалия 4 (рис. 25) отмечается напротив алевролитов, расположенных ниже коры выветривания, определенных по данным литолого-фациального анализа.

Алевролит этой зоны крупнозернистый светло-серый кварцевый на кремнистом цементе порово-базального типа, средней и плохой степени сортировки и окатанности, песчанистый, с пропластками каменного угля черного с антрацитовым блеском (цвет черты коричневым), мелко распыленного в глинистом веществе. Текстура породы волнисто-слоистая, линзовидная. Общая тенденция отрицательного наклона кривых в этом интервале показывает слабую проницаемость и обводненность данного интервала.

Точки соотношения метана к этану во всех случаях показывают насыщение пород газоконденсатом.

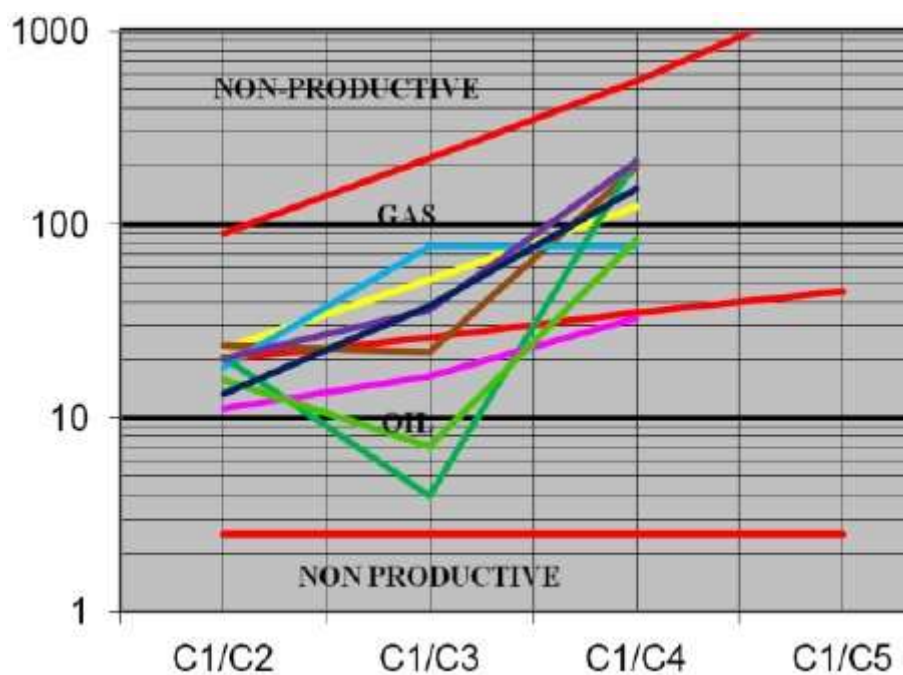


Рисунок 25 – Распределение флюидных коэффициентов в интервале вскрытия зоны водонефтяного контакта

Выводы

Таким образом, интерпретация с помощью палеток флюидных коэффициентов (диаграммы Пикслера) не может использоваться в качестве дешевой альтернативы испытанию пластов. Их целесообразно использовать совместно с прочими данными, традиционно используемыми интерпретаторами для определения насыщения пород.

Окончательный же анализ и оценка выделенной потенциально-продуктивной зоны должны проводиться, с учетом скважинных условий, в том числе и с учетом данных литолого-фациальных исследований, поскольку они показывают неравномерность распределения продуктивных зон в пределах пласта, наличие частых плохо проницаемых пропластков.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Утанан Владимиру Николаевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	геофизики
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).
Нормы и нормативы расходования ресурсов	ПОСН 81-2-49
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обычная

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет стоимости проведения комплекса геофизических методов исследования скважин с целью изучения свойств коллекторов на Ванкорском месторождении (Красноярский край)
--	---

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Отсутствуют

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Утанан Владимир Николаевич		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Комплекс работ ГИС формируется исходя из поставленных геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка ФЕЭ пластов-коллекторов, определение ВНК) и выполняется геофизической партией. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Ванкорском месторождении компания АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика» предоставляет передовые технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Виды работ и необходимое оборудование указаны в таблице 11.

Таблица 11 – Виды работ и необходимое оборудование

№	Виды работ	Оборудование	Кол-во, ед.
ГИС			
1	Геофизические исследования в скважине	Подъемник каротажный ПКС-3,5М на базе КАМАЗ-4320-1912-30	1
		Каротажная станция «МЕГА-МАКС»	1
		Скважинный прибор МЕГА-3	1
Обработка данных ГИС			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Соната»	1

Проектируемые работы помимо комплекса ГИС определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с производением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере

100% от стоимости полевых работ. Получаем: расстояние от базы до места проведения работ – 5 км; средняя скорость автомобиля – 40 км/ч; СПО – 2850 м.

Таблица 12 – Виды и объёмы проектируемых работ

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
Каротаж в открытом стволе				
1	Кавернометрия, БК, БКЗ, ПС, КС, ИК, ВИКИЗ, ГК, ННКт, НКТ, ГГК-П, АК	1:500	600	2600
2	Кавернометрия, БК, БКЗ, ПС, КС, ИК, ВИКИЗ, ГК, ННКт, НКТ, ГГК-П, АК	1:200	2600	2850
Обработка данных ГИС				
3	Контрольно-интерпретационные работы			

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

7.2 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчёт затрат времени проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на проектируемой скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 13).

Таблица 13 – Затраты времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Кавернометрия	м	2250	3,7	мин/100м	83,25
БК	м	2250	3	мин/100м	67,5
БКЗ	м	2250	3	мин/100м	67,5
ПС	м	2250	3	мин/100м	67,5
ИК	м	2250	3	мин/100м	67,5
ВИКИЗ	м	2250	3	мин/100м	67,5
РК (ГК+ННК-Т)	м	2250	3	мин/100м	67,5
НКТ	м	2250	3	мин/100м	67,5
ГГК-П	м	2250	3,9	мин/100м	86
АК	м	2250	3	мин/100м	67,5
СПО	м	600	5	мин/100м	30
ПЗР	опер	1	120	мин/опер	120
Проезд	км	10	1,9	мин/км	19
Итого:	На запись диаграммы:				116
	Всего:				255

При подсчёте времени записи на диаграмму, было учтено что все геофизические работы выполняются в комплексной сборке за одну СПО и выбрано наибольшее время (для ГГК-П). Геофизические работы на скважине занимают за 4 часа 15 минут.

Расчёт затрат труда проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 14).

Таблица 14 – Расчет затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочии			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49[23]	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Кавернометрия	м	2250	0,22	чел-час/100м	4,95	0,15	чел-час/100м	3,38
БК	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
БКЗ	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
ПС	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
ИК	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
ВИКИЗ	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
РК (ГК+ННК-Т)	м	2250	0,24	чел-час/100м	5,4	0,17	чел-час/100м	3,83
НКТ	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
ГГК-П	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
АК	м	2250	0,18	чел-час/100м	4,05	0,12	чел-час/100м	2,7
СПО	м	600	0,3	чел-час/100м	1,8	0,25	чел-час/100м	1,5
ПЗР	опер	1	6,72	чел-час/опер	6,72	4,48	чел-час/опер	4,48
Проезд	км	10	0,114	чел-час/км	1,14	0,076	чел-час/км	0,76
На запись диаграмм: чел/час					7,2			
Всего: чел-час					15,06			

Расчёт затрат материалов и оборудования для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин приведён в таблице 15.

Таблица 15 – Оборудование, используемое комплексной партией по обслуживанию бурящихся скважин

Оборудование	Ед. изм.	Количество
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3.5М	шт	1
Каротажная станция «МЕГА-МАКС»	шт	1
Ноутбук	шт	1
Скважинный прибор «МЕГА-3»	шт	1

Таблица 16 – Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	4,15	95,2	48	4569,6

7.3 Расчет сметной стоимости проекта

Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5) (табл. 17)

Таблица 17 – Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5) комплексной геофизической партии

№	Виды работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэффициенты		Итого, руб
		Ед. изм	Кол-во				Коеф. удор.	Коеф. норм. услв.	
1	Кавернометрия	м	2250	22,91	руб/100м	515,48	3,4	1,3	2,278,4
2	БК	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
3	БКЗ	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
4	ПС	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
5	ИК	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
6	ВИКИЗ	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
7	РК (ГК+ННк-Т)	м	2250	30,95	руб/100м	696,38	3,4	1,3	3077,98
8	НКТ	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
9	ГК-П	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
10	АК	м	2250	22,6	руб/100м	508,5	3,4	1,3	2,247,57
11	СПО	м	600	7,34	руб/100м	44,04	3,4	1,3	194,66
12	ПЗР	опер	1	573,35	руб/опер	573,35	3,4	1,3	2534,21
13	Проезд	км	10	15,49	руб/км	154,9	3,4	1,3	684,66
Итого:									26750,47

Стоимость комплекса ГИС на проектную скважину – 26750,47 рублей. Затраты на расход топлива при использовании каротажных автомашин КАМАЗ-4320-1912-30 составляют 4569,6 руб. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 26750,47 рублей.

Стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 58070,54 рубля.

7.4 Общая стоимость работ по проекту

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет. Итогом сметы является определение сметной стоимости или цены проекта. Эти расчеты оформляются в виде сметных форм.

Основным сметным расчетом является «Общий расчет сметной стоимости геологоразведочных работ», оформленный по форме СМ-1[24].

Таблица 18 – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ

№	Наименование работ и затрат	Объем	Кол-во	Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.		
1	Основные расходы			
	Каротажные работы		1	26750,47
	Расход топлива		1	4569,6
	Контрольно-интерпретационные материалы		1	26750,47
	Итого:			58070,54
2	Накладные расходы	%	15	8710,58
3	Плановые накопления	%	25	14517,64
4	Компенсируемые затраты			
	Производственные командировки	%	0,5	290,35
	Полевое довольствие	%	3	1742,12
	Доплаты	%	8	4645,65
	Охрана природы	%	5	2903,53
5	Резерв	%	10	5807,05
Итоговая стоимость работ				96687,46
Договорная цена, с учетом НДС (20%)				116024,952

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
з-2241	Утанан Владимиру Николаевичу

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

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью изучения свойств коллекторов на Ванкорском месторождении (Красноярский край)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является разведочная скважина № 268а на Ванкорском нефтегазоконденсатном месторождении Туруханского района Красноярского края. Рабочая зона: -камеральный этап, проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 20м2, с применением искусственного освещения смешанного типа. -полевой этап, проводится на машинах типа Камаз, с установленными на них подъемных механизмов для спуска-подъема записывающего оборудования в полевых условиях на открытом воздухе. Область применения- нефтегазовая отрасль. Проектируемые геофизические работы будут проводиться с целью прироста запасов по категории С1.
--	--

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.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019); СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; СП 51.13330.2011. Защита от шума; ОСПОРБ-99/2010 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение; СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственного помещения НПБ-105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"; ППР-04-12 Правила противопожарного режима в Российской Федерации'; ПБ 08-37-2005 Правила безопасности при проведении геологоразведочных работ;
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Среди вредных факторов были выявлены следующие: • отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе;

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	• недостаточная освещенность рабочей зоны; • превышение уровней шума. • Тяжесть и напряженность физического труда; • Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы: • повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; • движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. • воздействие радиации
3. Экологическая безопасность:	Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду: • Загрязнение почвы нефтепродуктами и химреагентами, • Засорение почвы производственными отходами и мусором, • Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова, • Загрязнение сточными водами и мусором, • Загрязнение бытовыми стоками, • Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов, • Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды (соблюдение всех нормативных документов, ГОСТов и правил по технике безопасности)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований при проведении полевых работ: • Розлив нефтепродуктов и химреагентов, • Воспламенение нефти, • Разгерметизация устья скважины, • Выброс токсичных газов из скважины. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС (необходимо применять противовыбросовые устройства ПВО для герметизации устья скважины а так оборудования для дегазации промысловой жидкости)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Утанан Владимир Николаевич		

• 8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данный проект включает в себя раздел социальная ответственность, так как будущий инженер должен вести профессиональную деятельность в рамках направления подготовки (специальности) с учётом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость устойчивого развития. В данном разделе рассматривается умение анализировать характер действия, с точки зрения социальной ответственности за моральные, общественные, экономические, экологические возможные негативные последствия и ущерб здоровью человека в результате их внедрения; выпускник должен сформулировать соответствующие действия в чрезвычайных ситуациях.

Проектируемый комплекс геофизических исследований на разведочной скважине, а именно, исследования для нижнемеловых пород будет проводится на Ванкорском нефтегазоконденсатных месторождении. Административно участок исследований расположен в Туруханском районе Красноярского края. Климат района резко континентальный. Зима суровая и продолжительная, снежная. Самый холодный месяц – январь (до – 57 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в октябре, сходит в середине июня.

В настоящее время уделяется большое внимание усовершенствованию методов исследования скважин, как при разведке месторождений, так и их доразведке, а также при эксплуатации уже открытых месторождений.

В последние годы в результате научно-исследовательских работ создан ряд новых эффективных геофизических методов выделения продуктивных пластов и предложена технология применения этих методов.

Геофизические исследования скважин проходят в два этапа. Полевой – непосредственно на скважине и включает в себя, сборку – разборку необходимого комплекса приборов, СПО, исследования, первичную обработку полученных материалов. Второй этап – камеральная обработка материалов ГИС, составление окончательных отчетов, передача отчетов заказчику.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства

В компании АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [53].

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [54].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [55].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и

беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна

быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаивании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [50].

8.2. Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах для уточнения фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых пластов коллекторов на Ванкорском месторождении, должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 18 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 18 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.061-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91 ОСПОРБ-99/2010 СанПиН 2.2.4.548–96 СНиП 21-01-97 СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		
7. Тяжесть и напряженность физического труда	+		
8. Повреждения в результате контакта с	+		

животными и насекомыми			
---------------------------	--	--	--

8.2.1. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомство.

Полевой этап

- *Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

При выполнении проектируемых геофизических исследований на Ванкорсеом месторождении, персонал партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) минус 22 °!.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах [56], так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки [28]. Рабочая смена длится 12 часов и включает в себя два перерыва по пол часа на прием пищи и отдых.

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [29] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [30]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

В табл. 19 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 19 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	3	25	50	100	200	400	800	1600	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	5	7	2	8	5	3	1	9	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

-звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

-использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [29];

-виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (дизельный генератор устанавливают на полимерные подставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилое помещение, т.к. они совмещены в один прицеп)

Геофизические работы, выполняемые на скважине, имеют опасный производственный фактор, а также ко второй степени напряженности.

В летний период все члены партии ГИС обязаны иметь прививки от энцефалита, полис от укуса клеща. Для защиты от москитов выдается СИЗ, специализированные спреи и мази.

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [35]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в

зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относится вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [35].

Таблица 20 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 20 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [36]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

- *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2016 [32]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание

может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

Нормируемый параметр для компьютерной обработки данных во время камерального этапа составляет 400 Люкс.

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-2015 [37].

Полевой этап

1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Опасность поражения током при проведении полевых геофизических работ на Ванкорском месторождении заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения, отсутствии заземления.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [38], ГОСТ 12.1.019-2017 [39], ГОСТ 12.1.038-82 [40]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- А) обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- Б) устройством защитного заземления;
- В) защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- Г) применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- Д) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- Ж) применением устройством зануления;
- З) применением специальных схем защитного отключения электрооборудования аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- Е) организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ.
- К) специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты

людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [41].

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно- разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Для выполнения полевых работ для решения поставленных геологических задач, геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) должны эксплуатироваться согласно нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [42], ГОСТ 12.4.125-83 [43], ГОСТ 12.2.003-91 [44]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [45]. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям. На время геофизических работ подъёмник огораживается сигнальной лентой.

Камеральный этап

1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Оборудованием, работающим от сети переменного тока в камеральном помещении, является монитор и системный блок питания.

Инженер – интерпретатор, в процессе выполнения работ по интерпретации геофизической информации, полученной ранее в процессе выполнения запроектированных полевых исследований, на персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [40].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых ухудшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [37], ГОСТ 12.1.019-2017[47], ГОСТ 12.1.038-82 [38]).

Согласно ПУЭ [48] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования). Камеральные помещения предусматриваются все выше перечисленные условия.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов [39].

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения [40]. Все члены партии ГИС имеют действующие удостоверения с 3ей группой допуска электробезопасности.

8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геофизических работ 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 на Ванкорском месторождении происходило 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 взвесями: 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 растительное сообщество. Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. В соответствии с "Основами земельного законодательства", 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 (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), 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 [32] 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 [32]).

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтегазоконденсатном Ванкорском месторождении при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные чрезвычайные 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 избежание 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 до устья. 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 [51].

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена *пожарная безопасность*.

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. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [52].

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.

Выводы

Мною были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная и экологическая безопасность, действия при чрезвычайных ситуациях на месте проведения запроектированных геофизических работ на Ванкорском месторождении. Для каждого раздела выявлены и проанализированы основные факторы опасности для человека – все рабочие места соответствуют НТД, даны рекомендации по защите и безопасному проведению работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Рогожниковском месторождении. На основании проведенного анализа была построена физико-геологическая модель проектируемой разведочной скважины и предложен геофизический комплекс, для проектируемой скважины.

Данный комплекс геофизических исследований позволяет решить нам ряд поставленных задач: литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения.

Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрена метрологическое обеспечение измерений и в каких специальных центрах проходит калибровка геофизического оборудования.

В специальной части рассмотрены принципы газового каротажа методом интерпретации палеток флюидных коэффициентов для определения насыщения пласта. Данный метод предлагается как дешевая альтернатива испытанию пластов, но таковым не является.

Рассчитана стоимость проведения геофизических работ партии, интерпретации данных, амортизации использованной аппаратуры и заработные платы партии компании АО « ПГО «Тюменьпромгеофизика», за проведения комплекса ГИС для проектируемой разведочной скважины на Ванкорском месторождении

Рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ в полевых условиях. Рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обзорная карта Туруханского района
<http://www.memorial.krsk.ru/Work/Konkurs/09/Kotieva/01b.jpg> (Дата обращения 7 мая 2019 г.)
2. Кринин В.А. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений в Красноярском крае [60-70-е гг. XX в.] : (Ист. очерк.). Ч. 1 / В. Ф. Черныш, В. А. Кринин, Г. Д. Назимков, В. Д. Накоряков ; ред. В. А. Кринин. - Красноярск, 2002. - 312 с.
3. Геолого-геофизическая изученность <https://vsegei.ru/ru/activity/geophys/> (дата обращения 11 мая 2019 г.)
4. Стратиграфическая схема триасовых отложений Западной Сибири. Постановления МСК, вып. 35, 2005, 45 с.
5. Дашкевич Н. Н. – Тектоническая схема домезозойской части платформенного чехла восточной окраины Западно-Сибирской плиты и зоны ее сочленения с Сибирской платформой – 1996, - 219 с.
6. Дежурная структурно-тектоническая карта Красноярского края М 1: 2 000 000 / под редакцией Кринина В.А. Новосибирск: СНИИГГиМС 2001 г.
7. Каламкарров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2005. – 570 с.
8. Конторович В. А. Нефтегазовый резерв Западной Сибири // Наука из первых рук, 2010, № 3(33), С. 26-30.
9. Плесовских И.А., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А., Бочкарев В.С. Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской синеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородов // Геология нефти и газа. – 2009. – Т. 50. – № 9. – з.
12. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000. – 180 с.
13. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденная Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года.
14. Лигус Е.В. Справочник петрофизических связей и средних значений подсчетных параметров месторождений Западной Сибири. Тюмень. ТТЭ, 1991 г. – 216 с.
15. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований скважин. М. Недра, 2002 г. – 184 с.

16. Фокин П.А., Демидова В.Р., Яценко В.М., Ставинский П.В., Лисунова О.В. Состав и условия образования продуктивных толщ нижнехетской и яковлевской свит нижнего мела Ванкорского нефтегазового месторождения // Геология нефти и газа. 2008. № 5. С. 42–47.
17. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978 г. – 423 с.
18. Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика. Томск: изд-во Томского Университета, 1997. – 498 с.
19. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. - СПб.: Издательство “Лань”, 2002. – 528 с.
20. Инструкция по работе со сборкой скважинных приборов серии МЕГА-2(МЕГА-3).
21. ПОСН 81-2-49. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. – Москва. 2000 г.
22. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002. – 271 с
23. ПОСН 81-2-49. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. – Москва. 2000 г.
24. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ. Форма № СМ1. – Приказ Роскомнедр от 22.11.1993 № 108
25. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
26. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001 г.
27. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников АО «ПГО «Тюменьпромгеофизика».
28. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии.- М.: Недра, 1990. – 235с.
29. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
32. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;
33. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

34. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
35. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
36. СП.60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
37. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
38. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
41. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. – метод. пособие. – Томск: изд-во ТПУ, 2003. – 144 стр.
42. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
43. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
44. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
45. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. -67с.
46. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
47. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержания в них компонентов. Справочник / Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана.- М.: Недра 1989г.
48. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
49. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
50. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
51. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

52. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 92.

53. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.

54. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.

55. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.

56. Методическими рекомендациями «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» (МР 2.2.7.2129-06)»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сводный разрез юрских и меловых отложений

Ванкорского месторождения [16]

Период эпоха	Ярус	Свита	Лито логия	Продук тивные пласты	УВ насыщение отражающий горизонт	Лито логическое описание
Верхний мел - K ₂	Маастрихт - K _{2m}	Танамская-K _{2tn}				Алевриты, пески, супеси, с линзами и стяжениями алевритов и песчаников приливно-отливных равнин
	Кампан K _{2km}	Салдинская-K _{2sl}				Глины и алевриты мелководного шельфа
	В.турон -сантон K _{2t₂-st}	Насоновская K _{2ns}				Ритмичное чередование песков, алевритов, глин, суглинков. (приливно-отливная равнина)
	Сеноман-н.турон-K _{2s₂-t₁}	Дорожовская-K _{2dr}				Глины мелководного шельфа
	Сальб-Сеноман K _{1a₂-K_{2s₂}}	Долганская K _{1-2dl}		Дл- I-III	I ^a	Пески, песчаники с прослоями алевритов и глин (прибрежно-морские, подводная дельтовая равнина а)
Нижний мел - K ₁	С.апт - сальб - K _{1a₂-al₂}	Якулевская K _{1jak}		Як-I Як-II Як-III-VI	I ^{b/}	Переслаивание аргиллитов, песчаников с прослоями алевритов и углей (аллювиальные, наводная дельтовая равнина)
	Н.готерив - н.апт K _{1g₁-a₁}	Малохетская K _{1mch}			I ^b	Песчаники, пески, алевриты и глины фронта дельты
	Н.валанжин - н.готерив K _{1v₁-g₁}	Суходудинская K _{1sd}		Сд-IV-VII Сд-IX Сд-XI	I ^c	Переслаивание песчаников, алевритов и аргиллитов (подводная дельтовая равнина)
	Н.берриас - н. валанжин K _{1b₁-v₁}	Нижнехетская K _{1nch}		Нх-I Нх-III-IV	I ^d	Алевриты и аргиллиты, песчаники (прибрежно-морские, дельтовые)
	Н.кимеридж - н. берриас J _{3km₁-K_{1bl}}	Яновская - J _{3-K_{1jan}}		Сг-VI-VII	I ^a	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа
Верхняя юра -J ₃	В.кемп - н. берриас J _{3km₁-J_{2,3sg}}	Сиговская - J _{2,3sg}				Алевриты, песчаники штормов и течений
Средняя юра -J ₂	В.бат - В.кемп - J _{2b₃-K₃}	Тонинская - J _{2tc}				Аргиллиты мелководного шельфа
	В.байос - в.бат J _{2b₂-bt₃}	Малышевская - J _{2ml}		Мл-I-II Мл-IV	I ^b	Переслаивание песчаников и алевритов приливно-отливных равнин и лагун
	Байос J _{2b}	Леонтьевская -J _{2ln}			I ^v	Аргиллиты и алевриты мелководного шельфа
	Ваален-н. Байос J _{2a₂-d₁}	Вымская-J _{2vm}		Вм-IV		Переслаивание песчаников, алевритов, аргиллитов приливно-отливных равнин
	Аален J _{2a}	Лайдинская-J _{2ld}				Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа
Юра -J ₁	В.плинсбах - н.аален J _{1p₂-J_{2a₁}}	Джангодская-J _{1-2dj}			I ^c	Алевриты и песчаники приливно-отливных равнин с редкими прослоями аргиллитов
Нижняя юра -J ₁	В.плинсбах - С.бах J _{1h-p₂}	Левинская -J _{1lv}			I ^d	Аргиллиты, алевриты мелководного шельфа
	Геттант - в.плинсбах -J _{1h-p₂}	Зимняя J _{1zm}				Алевриты, аргиллиты и песчаники с прослоями конгломератов (аллювиальные с фации)
			-глина	-алевролит	-песчаник	-нефть
			-агевролит	-глинистый	-агиллит	-газ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Каротажные диаграммы по скважины 8

