

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

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

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА/ПРОЕКТ

Тема работы
Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения геологического строения Ванкорского месторождения (Красноярский край)

УДК 550.832:553.98(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Максимов Дмитрий Владиславович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
21.05.03 Технология геологической разведки	Ростовцев В.В.	к.г.м.н.		

Томск – 2020 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
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
Профессиональные компетенции	
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
 _____ Ростовцев В.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
225А	Максимов Дмитрий Владиславович

Тема работы:

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения геологического строения Ванкорского месторождения (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С от 14.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none"> Общие сведения об объекте исследования. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. Основные вопросы проектирования. Методические вопросы. Использование результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

	8. Социальная ответственность.	
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<ul style="list-style-type: none">1. Региональное расположение Ванкорского месторождения2. Обзорная карта района работ3. Схема изученности высокоточной аэромагнитной съёмкой.4. картограмма изученности гравиразведкой5. Картограмма геологической изученности6. Схема изученности сейсморазведочными работами7. Сводный литолого-стратиграфический разрез юрских и меловых отложений Ванкорского месторождения8. Схема структурно-тектонического районирования по верхнемеловым отложениям9. Схема нефтегазогеологического районирования10. Физико-геологическая модель для пласта Нх-111. Разрез акустических импедансов интервала регистрации отражений нижнехетской свиты12. Разрез акустических импедансов интервала регистрации отражений яковлевской свиты13. Связь акустических имедансов и суммарных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Як-III-VII14. Связь акустических имедансов и суммарных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-III-IV15. Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Як-III-VII16. Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-III-IV17. Связь имедансов и эффективных мощностей пласта Нх-I18. Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-I19. Оценка вероятности наличия корреляционной связи	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)		
Раздел		Консультант
Геологическая часть		
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения		
Социальная ответственность		

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Максимов Дмитрий Владиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Максимов Дмитрий Владиславович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды (30%)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости и продолжительности работ. Составление сметы затрат
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Экономическая оценка затрат, связанных с выполнением геологического задания

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Смета затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Максимов Дмитрий Владиславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Максимов Дмитрий Владиславович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения геологического строения Ванкорского месторождения (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является скважина №11 ванкорского месторождения. На стадии разведки поставлена задача проектирование комплекса ГИС для уточнения геологического строения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочего места геофизика
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей микроклимата - недостаточная освещенность рабочей зоны - повышенные уровни шума Опасные факторы: - поражение электрическим током - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Максимов Дмитрий Владиславович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 19 рисунков, 16 таблиц и 24 источников.

Ключевые слова: Ванкорское месторождение, Красноярский край, комплекс геофизических исследований скважин, сейсморазведка 3D.

Объектом исследования является Ванкорское месторождение (Красноярский край).

Задачей данного проекта является проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения геологического строения Ванкорского месторождения (Красноярский край).

На основании анализа ранее выполненных геолого-геофизических исследований построена физико-геологическая модель и определен комплекс методов для решения поставленных геологических задач, включающий электрические, радиоактивные, акустические методы. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, предложены приемы интерпретации геофизических данных, а также порядок выполнения метрологических проверок оборудования.

Самостоятельное исследование посвящено использованию результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена смета для расчета стоимости комплекса геофизических исследований скважин.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены возможные вредные и опасные производственные факторы при выполнении геофизических работ. Даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Essay

The final qualifying work contains 110 pages, 19 drawings, 16 tables, 24 sources.

Key words: Vankor field, Krasnoyarsk region, complex of geophysical studies, 3D seismic.

The object of study is the Vankor field (Krasnoyarsk region).

The objective of this project is to design a complex of geophysical well surveys to clarify the geological structure of the Vankor field (Krasnoyarsk region).

Based on the analysis of previously performed geoscience, a physical-geological model was constructed and a set of methods was determined for solving the set geological problems, including electrical, radioactive, and acoustic methods. The methods of work were considered, the equipment was selected for carrying out the projected geophysical surveys, methods for interpreting geophysical data were proposed, as well as the procedure for performing metrological inspections of equipment.

An independent study is devoted to using the results of dynamic processing of 3D seismic to refine the model of the field structure.

In the “Financial Management” section, an estimate is made for calculating the cost of a complex of geophysical well surveys.

In the section “Social Responsibility”, possible harmful and dangerous production factors are considered when performing geophysical work. Recommendations are given to reduce the impact of harmful and dangerous factors on humans, and measures are proposed to protect the environment and safety in emergency situations.

Список сокращений

ГИС – геофизические исследования скважин

УВ – углеводород

ВНК – водонефтяной контакт

ГНК – газонефтяной контакт

НКТ – нейтронный каротаж

ННК – нейтрон-нейтронный каротаж

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное
изопараметрическое зондирование

ГГКп – гамма-гамма каротаж плотностной

ГК – гамма каротаж

АК – акустический каротаж

ПС – Самопроизвольная поляризация

БКЗ – боковое каротажное зондирование

БК – боковой каротаж

МБК – микробоковой каротаж

ИК – индукционный каротаж

МКЗ – микрокаротажное зондирование

УЭС – удельное электрическое сопротивление

КИП – камеральная интерпретационная партия

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	15
1.1 Географо-экономический очерк.....	15
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	18
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	25
2.1 Стратиграфия	25
2.2 Тектоника.....	37
2.3. Нефтегазоносность	39
2.4 ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ	44
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	48
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	52
4.1 Задачи геофизических исследований.....	52
4.2 Обоснование объекта исследования	52
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	53
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	54
5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ	59
5.1 Методика проектных работ.....	59
5.2 Метрологические исследования.....	63
5.3 Интерпретация геофизических данных	64
5.3.1 Обработка данных.....	64
5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных	67
6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	71
Использование результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения	71
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	83
7.1 Организационно-экономический раздел	83
7.2 Смета расходов на проектируемые работы.....	84
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	91
8.1. Производственная безопасность	91
8.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	92

8.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	98
8.4 Экологическая безопасность.....	101
8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	109

Введение

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения геологического строения Ванкорского месторождения (Красноярский край).

Основной задачей является анализ ранее выполненных работ, построение физико-геологической модели объекта и выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач.

В специальной части выпускной квалификационной работы исследуется Использование результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ вредных и опасных производственных факторов и рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, и пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

1.1 Географо-экономический очерк

Северного Ледовитого океана. Продолжительность зимнего периода составляет 8 месяцев – с октября по май. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль: средняя температура -26°C . В отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C . Мощность снежного покрова неравномерна: на равнинных участках – до одного метра; в оврагах, распадках – до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август – сентябрь.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р.Лодочная и др). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м. Река Лодочная не судоходна, шириной около 50 м, глубиной 0,3-2,0 м.

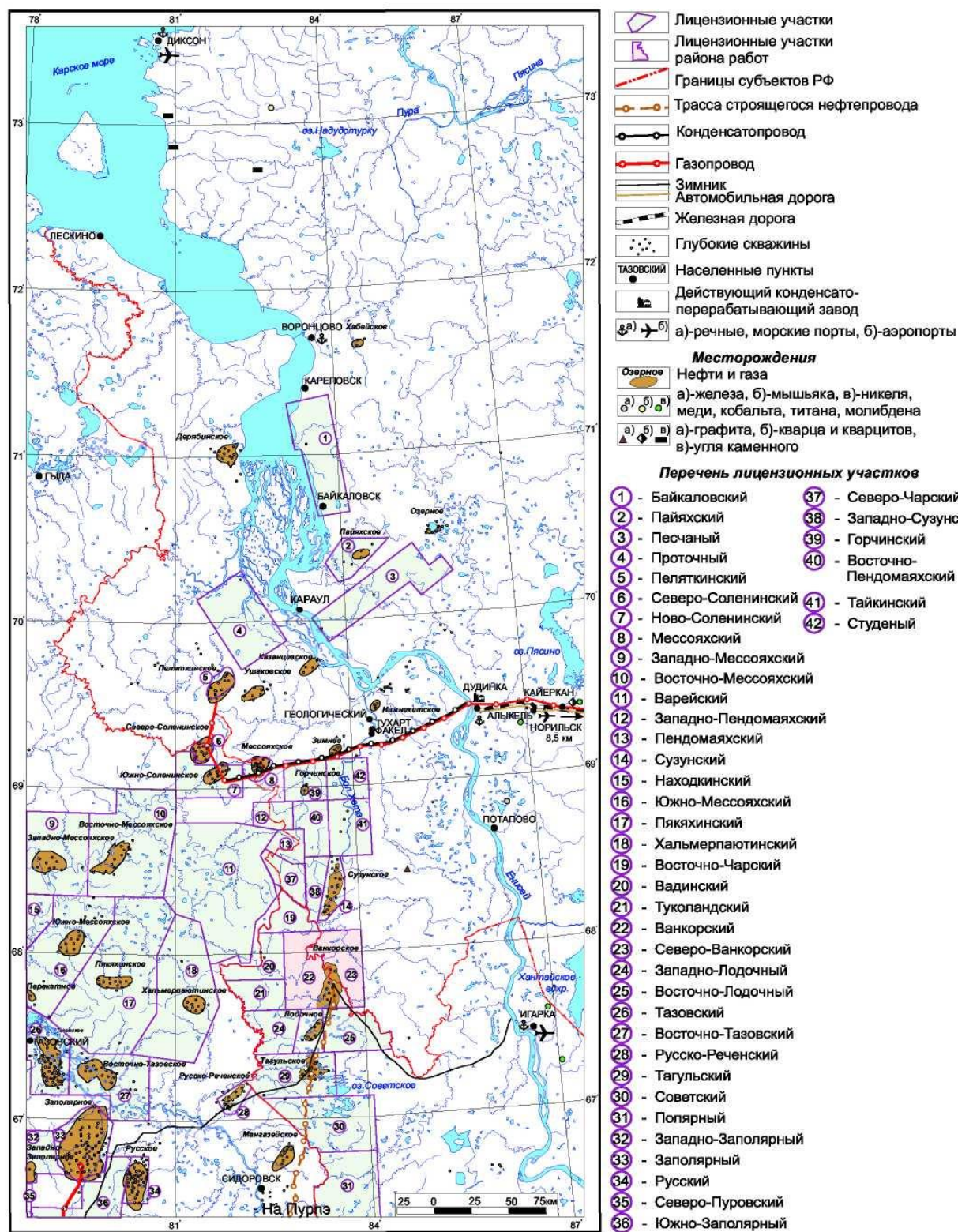


Рис. 1.2 Обзорная карта района работ

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

В районе работ выполнены геологическая, гравиметрическая, аэромагнитная и аэрогеохимическая съёмки, проведены сейсморазведочные работы, неотектонические исследования, поисково-оценочное и разведочное бурение.

Гравиразведочные работы выполнялись в период с 1964 по 1989 год. По результатам работ построена серия карт Δg различных масштабов (1:1000000, 1:500000, 1:200000). Выделены региональные и амплитудные локальные аномалии, связанные со структурно-вещественными объектами, залегающими, в основном, в домезозойской части разреза. (Рис. 1.4)

Магниторазведочные работы выполнялись с 1961 по 1987 гг. По результатам исследований были сделаны предположения о строении промежуточного структурного этажа и фундамента, выделены блоки доюрского основания, различные по составу слагающих пород, выявлена широко развитая сеть разрывных нарушений.

В 1993-2001 гг. в пределах Большехетской структурной террасы были проведены аэромагнитная и аэрогеохимическая съёмки масштаба 1:100000 (Червоный Н.П., 1998 г., Дидичин Г.Я., 2001 г.), с целью поисков месторождений УВ. По результатам работ составлена карта прогноза залежей нефти и газа. Наиболее перспективные участки рекомендованы для постановки поисковых сейсморазведочных работ и бурения. На сегодняшний день территория работ обеспечена результатами аэромагнитной съёмки различных масштабов от 1:1000000 до 1:100000. (Рис.1.3)

Среднемасштабная геологическая съёмка проведена в начале шестидесятых годов и сопровождалась бурением колонковых скважин (Рис. 1.5). В результате этих работ изучено геологическое строение района, уточнена стратиграфия разреза осадочного чехла, изданы государственные геологические карты масштаба 1:200000. На обширной территории проведено аэрогеологическое картирование (Калинин, 1980), позволившее уточнить

строение приповерхностной части геологического разреза района северо-восточной окраины Западно-Сибирской НПП.

Новый этап работ начался после открытия в 1983 году нефтяной залежи в отложениях нижнехетской свиты на Сузунской площади. В 1983-1989 г.г. сейсмическими партиями ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика» и ЦГЭ ПГО «Новосибирскгеология» были отработаны региональные профили и выполнены поисковые работы МОГТ на ряде сопредельных площадей (рис.1.6).

В 1999-2006 гг. на Ванкорском и Северо-Ванкорском лицензионных участках проведена газогеохимическая съёмка по снежному покрову с целью прогноза нефтегазоносности западной части площади. По комплексу геохимических показателей выявлены Хикиглинская и Северо-Ванкорская аномальные зоны, перспективные на обнаружение залежей УВ, аналогичные аномальной зоне, закартированной в пределах Ванкорского месторождения. Дана высокая оценка эффективности метода при поиске месторождений УВ в арктических районах.

В 2006 на основании проведенных сейсморазведочных работ в комплексе с газогеохимией по шламу взрывных сейсмических скважин, электроразведки КМТЗ и аэрогеофизической съёмки в пределах участка подготовлена к поисковому бурению Хикиглинская структура.

Сведения о геолого-геофизической изученности района работ приведена в таблице 1.1

Таблица 1.1 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	1964-1989	трест КНГР, ПГО «Енисейгеофизика»	Выделены региональные и амплитудные локальные структурно-вещественные объекты, залегающие,

	; 1:200000			в основном, в домезозойской части разреза
2.Магниторазведочные работы	1:200000 1:100000 0	1961- 1987	трест КНГР, ПГО «Енисейгео- физика»	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 съёмка	1:100000	1998- 2001	КГЭ №3	По результатам комплексной интерпретации аэромагнитной и аэрогеохимической съёмки Составлена карта прогноза залежей нефти и газа.
4. Сейсмические работы МОГТ	1:200000 1:100000 0	1983- 1989	ТГЭ ПГО «Енисейгеоф изика» и ЦГЭ ПГО “Новосибирс кгеология”	В целом, сейсмические работы, проведенные на территории, позволили Выяснены общие закономерности стратиграфического и пространственного распределения фаций, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазо- накопления.
5.Газогеохимическая съёмка	1:100000	1999- 2002	ТГЭ ПГО «Енисейгеоф изика» и ЦГЭ	По комплексу геохимических показателей выявлены Хикиглинская и Северо-Ванкорская аномальные зоны

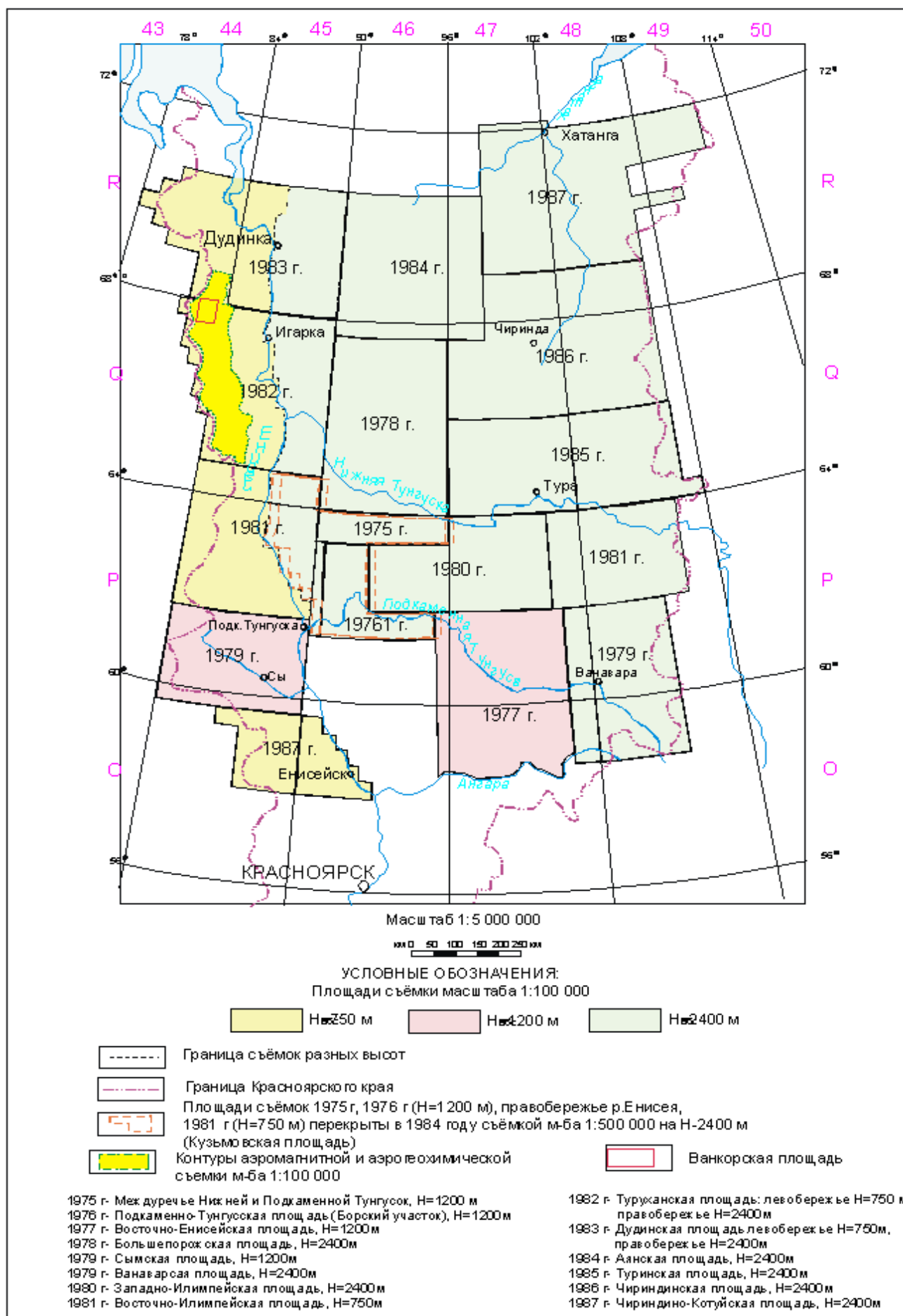


Рис. 1.3 Схема изученности высокоточной аэромагнитной съёмкой.

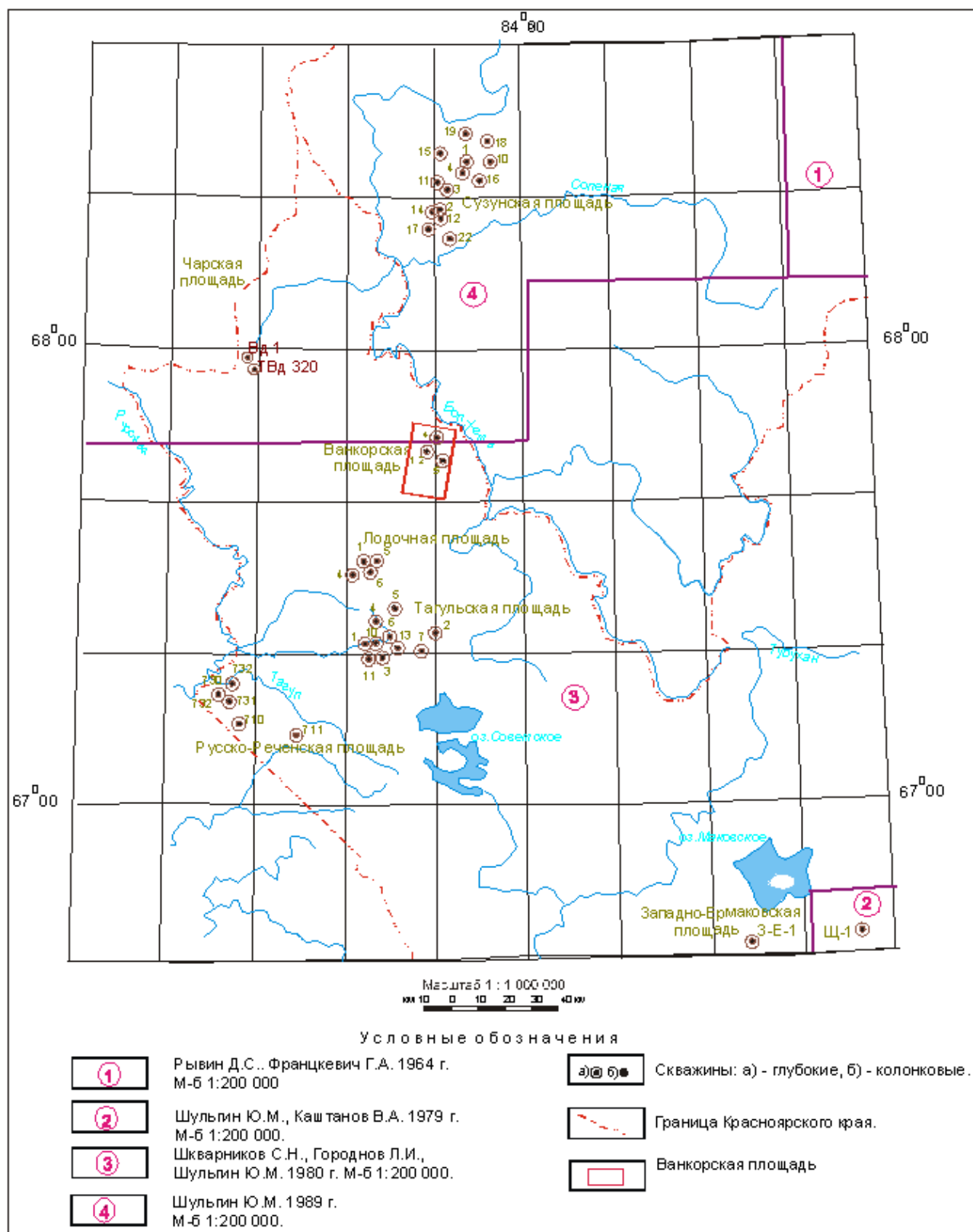


Рис. 1.4 картограмма изученности гравиразведкой

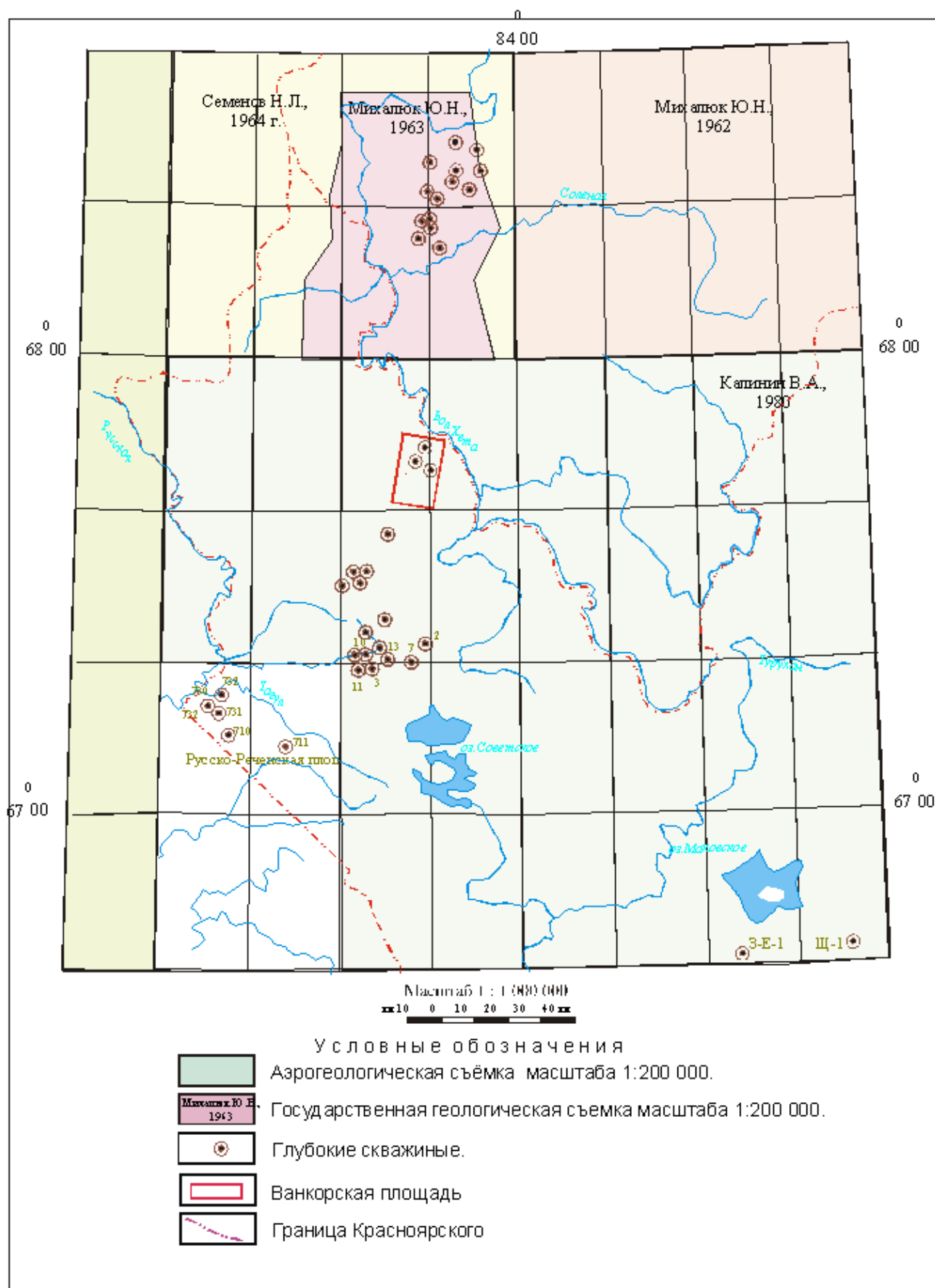


Рис. 1.5 Картограмма геологической изученности

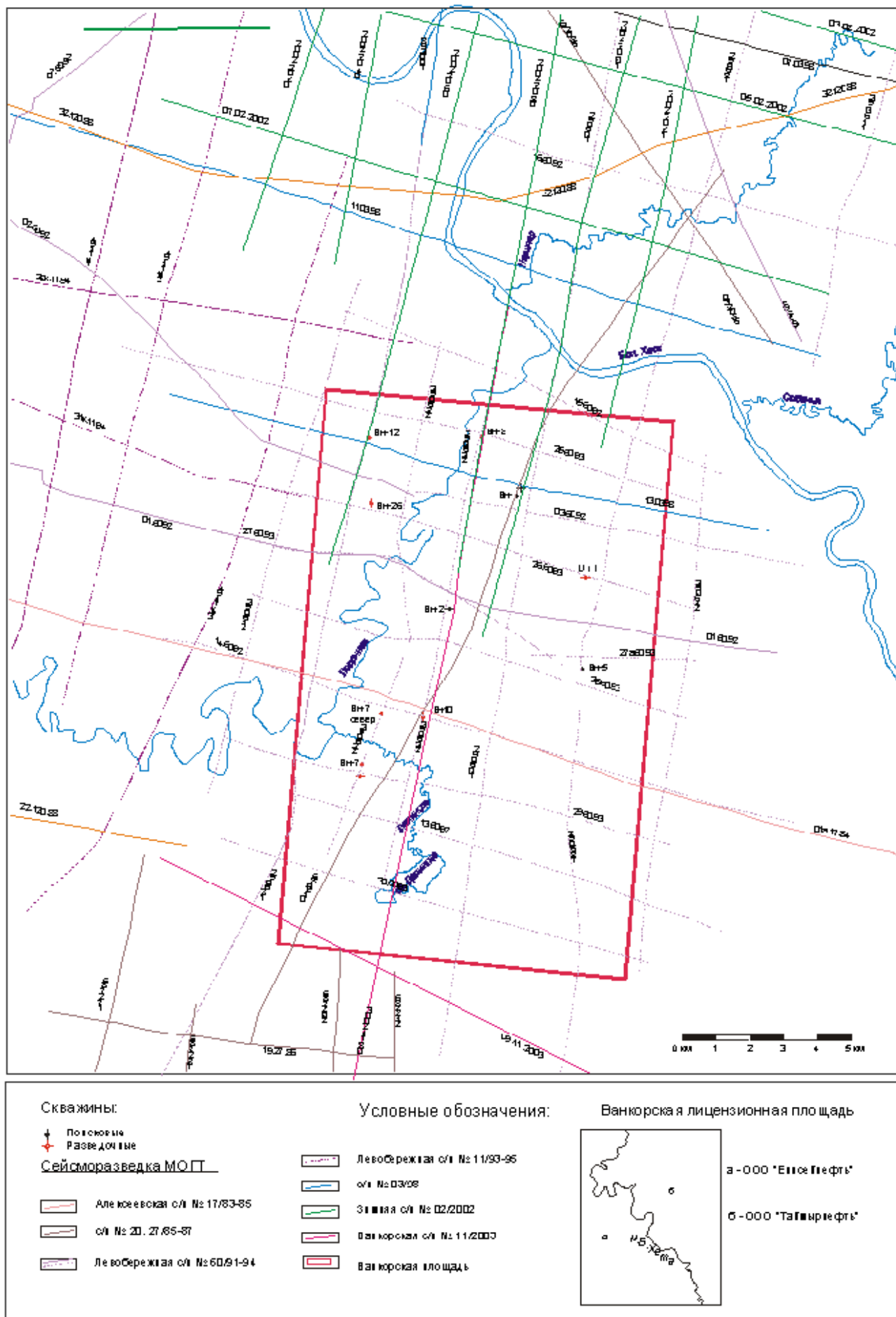


Рис. 1.6 Схема изученности сейсморазведочными работами

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине ВНК-11 забой находится в вымских отложениях средней юры. Описание зимней, левинской, джангодской и лайдинской свит приводится по аналогии с соседними районами. (Рис. 2.1)

Мезозойская группа – MZ

Юрская система – J

Нижний отдел – J1

Нижний отдел юрской системы представлен (снизу вверх) зимней и левинской свитами.

Зимняя свита (J1zm) вскрыта единичными скважинами на соседних площадях, отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы триаса или палеозоя.

Сложен разрез свиты горизонтальным и линзовидным переслаиванием песчаников, алевролитов и их переходных разностей. Отмечаются прослои песчаников и конгломератов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, часто с буроватым оттенком, от алевроитовых до мелкозернистых разностей, слоистые, углистоглинистые, аркозового состава, содержат прослои карбонатного материала. Алевролиты серого и темно-серого цвета, неоднородные, нередко обогащенные глинистым

материалом. Аргиллиты, имеющие подчиненное значение, темно-серого, почти черного цвета, часто переслаиваются с алевролитами. Мощность свиты достигает 350 м. Возраст свиты определен по комплексу фораминифер и остракод как геттанг-позднеплинсбахский.

Левинская свита (J11v) 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. Прослой алевролитов и песчаников выделяются в верхней части свиты, а в нижней части встречаются маломощные прослой конгломератов. Слоистость пород горизонтальная и линзовидно-волнистая. 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.

Джангодская свита (J1zm) 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 м до 47 м, выделяемая под названием «китербютский горизонт», которая служит региональным репером. Является стратиграфическим аналогом тогурской свиты схемах центральных и южных районов Западной Сибири. Верхняя часть джангодской свиты представлена алевролитами и косослоистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и конгломератов. Песчаники мелкозернистые, реже среднезернистые, в различной степени обогащены алевроитистым и глинистым материалом, светло-серого и серого цвета, часто пятнистого облика за счет ожелезнения. Алевролиты песчанистые, серого цвета. Для песчаников и алевролитов характерна плохая сортировка обломочного материала. Породы тонкогоризонтально-, линзовидно- и косослоистые, в верхней части со следами взмучивания, содержат включения пирита и обугленную органику. Песчаники и алевролиты по составу аркозовые. Аргиллиты темно-серые, иногда черные с буроватым оттенком, в различной степени алевроитистые с тонкой горизонтальной слоистостью.

Мощность джангодской свиты изменяется от 88 м 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 Iig.

Средний отдел – J2

Отдел представлен лайдинской, вымской, леонтьевской, малышевской и точинской свитами.

Лайдинская свита (J2ld) залегает согласно на джангодской. Сложена алевропелитовыми отложениями мелководного шельфа – преимущественно

аргиллитами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Породы с тонкой горизонтальной и линзовидной слоистостью, обусловленной наличием алевроитового и песчаного материала. Аргиллиты темно-серые каолинит-хлорит-гидрослюдистого состава. Отложения свиты являются региональной покрывкой. Мощность свиты изменяется от 22 м до 156 м, составляя в среднем 50-70 м. Возраст свиты ранний-поздний аален.

Вымская свита (J2vm) 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. Песчаники светло-серого и серого цвета, мелкозернистые. Алевролиты плохо и среднеотсортированные, волнисто-косослоистые с обильными включениями углефицированных органических остатков. По плоскостям напластования встречаются намывы углистого детрита, светлой слюды, обломки обугленной древесины. Для отложений характерна разнообразная слоистость, преобладает косая, линзовидноволнистая, реже горизонтальная, часто наблюдаются текстуры взмучивания и смещения осадков. Встречается редкая фауна пелеципод плохой сохранности. Возраст свиты – поздний аален–ранний байос.

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

Леонтьевская свита (J2ln) согласно залегает на вымской. Свита сложена отложениями группы фаций мелководного шельфа – глинисто-алевритовыми породами с редкими невыдержанными по мощности прослоями песчаников. Нижняя часть свиты более глинистая, в средней и верхней частях возрастает доля алевроитистого материала. Аргиллиты темно-серые до черных, с тонкими прослоями алевролитов более светлой окраски. Алевролиты серого и темно-серого цвета в зависимости от содержания глинистого и рассеянного органического вещества. По всему разрезу наблюдаются конкреции кальцита, включения пирита и сидерита и обугленный растительный детрит. Породы

обладают хорошими флюидоупорными свойствами, проницаемость пород практически нулевая.

Для отложений характерна разнообразная фауна фораминифер и пелеципод. Возраст свиты ранний-поздний байос.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 137 м.

К кровле глинистых отложений леонтьевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт ПВ.

Малышевская свита (J2ml) согласно перекрывает отложения леонтьевской. Свита сложена ритмичным чередованием пачек алевролитов, песчаников и их переходных разностей, мощность пачек от 5 м до 40 м. В средней части свиты наблюдается возрастание доли известковых разностей. Отложения генетически связаны с группой фаций приливно-отливных равнин и лагун.

Песчаники имеют серую и темно-серую окраску, мелко-зернистые, редко среднезернистые, плохо и средне отсортированные. Слоистость линзовидная, волнистая, реже горизонтальная, обусловлена наличием алевроито-глинистого материала. Алевролиты серые, темно-серые с тонкой горизонтальной, линзовидной и волнистой слоистостью, неравномерно глинистые или песчанистые, прослоями углистые. Песчаники и алевролиты аркозовые, гидрослюдисто-карбонатные, встречаются карбонатные прослои. Аргиллиты темно-серые до черных, плотные, в разной степени алевроитистые. 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 малышевских отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт Iiб.

Точинская свита (J2tč) залегает согласно на породах малышевской свиты. Отложения свиты сформировались в начальный период обширной морской трансгрессии и представлены группой фаций мелководного шельфа. Свита

сложена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, с редкими прослоями песчаников и алевролитов в средней части. Повсеместно встречаются конкреции, желваки пирита, линзочки сидерита, розетки бурого кальцита. Для отложений характерна тонкая горизонтальная слоистость, местами нарушенная процессами взмучивания и оползания осадка. Встречается довольно разнообразная фауна аммонитов, белемнитов, пелеципод и фораминифер.

Возраст свиты поздний бат-поздний келловей.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 43 м.

Средний – верхний отделы J2-J3

Сиговская свита (J2-3sg) согласно перекрывает точинскую.

Свита выделяется в разрезе юры своим песчано-алевритовым составом, а также широким развитием лептохлорито-глауконитовых пород. Породы серого до темно-серого цвета с зеленоватым оттенком, плохо отсортированные, средне и мелкозернистые иногда гравелитистые, кое-где встречаются плоские гальки и линзы темно-серых и бурых аргиллитов. В отложениях встречаются намывы обугленного растительного детрита, присутствует фауна пелеципод, гастропод, белемнитов и фораминифер. Отложения накапливались в условиях мелководного шельфа, действия штормовых волн и приливных течений.

Возраст свиты поздний келловей–поздний кимеридж.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 110 м.

Верхний отдел юры – нижний отдел мела J3-K1

Яновстанская свита (J3-K1jan) согласно залегает на сиговской. Свита сложена преимущественно аргиллитами и алевропелитами темно-серыми с зеленоватым оттенком, от тонкоотмученных до алевроитовых, с редкими прослоями битуминозных разностей, с подчиненным количеством пластов песчаников и алевролитов. Отмечаются тонкие прослои глинистых известняков и мергелей. В основании яновстанской свиты залегает пачка глубоководных глин, являющаяся стратиграфическим аналогом баженовской свиты.

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.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 256 м.

К глинам в нижней части яновстанской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Iia.

Меловая система – К

Нижний мел – K1

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито-песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания.

Возраст свиты берриас–ранний валанжин.

Мощность свиты в скважине Внк-11 составляет 454 м.

К кровле свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Id.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, прослоями известковистые и каолинизированные. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолинитовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наслоения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Мощность отложений в скважине СВн-1 достигает 601 м.

Возраст свиты ранний валанжин–ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцовому комплексу.

В глинах нижней части суходудинской свиты выделяется отражающий горизонт Іг, в кровле свиты – горизонт Ів.

Малохетская свита (K1mch) согласно залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Внк-4) до 200 м (скважина СВн-4).

Остатки микро-и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцового комплекса.

К кровле малохетской свиты – подошве яковлевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Iб.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослой углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого, до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород невыдержанны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2-4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро и микрофауны и споро-пыльцовый комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород.

Мощность яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина СВн-1) до 652 м (скважина Внк-8).

К кровле углисто-глинистой пачки в средней части яковлевской свиты приурочен отражающий горизонт Iб'

Нижний-верхний отделы – K1-2

Долганская свита (K1-2dl) согласно залегает на отложениях яковлевской толщи. Представлена серыми и зеленовато-серыми песчаниками и песками, с прослоями буровато-серых алевролитов и аргиллитов, с включением растительных остатков.

Пески и песчаники мелко-среднезернистые часто алевритистые, от рыхлых до уплотненных, слюдистые, прослоями каолинизированные, кварц-полевошпатового состава. Алевриты и глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, частично каолинизированные. В песчаниках встречаются известковые и сидеритовые конкреции. В целом для пород характерно наличие редких тонких прослоек углей, обломков древесины, галек глин.

Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альб-сеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Мощность свиты составляет 233-271 м.

К кровле долганской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Ia.

Верхний отдел – K2

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K2dr) залегает согласно на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевритами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослои известковых песчаников и углистого алевритового материала.

Мощность свиты 104-115 м.

Возраст пород ранний турон-поздний сеноман.

Насоновская свита (K2ns) залегает согласно на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевритами, песками, глинами приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослои известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей. Алевриты светло-серые, участками зеленоватые, глинистые, с пятнистой и текстурой. Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые. Пески светло-серые, мелко-среднезернистые, с включениями глинисто-алевритового материала, неяснослоистые.

Мощность свиты 312-340 м.

Возраст свиты поздний турон-сантон.

Салпадинская свита (K2sl) согласно залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевроитами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

Алевролиты серого, светло-серого с зеленоватым оттенком цвета, слюдистые, в разной степени песчанистые или глинистые. Глины серые, темно-серые, неоднородные.

Мощность свиты 45-64 м.

Кампанский возраст определен с долей условности, так как фауна аммонитов подтверждает лишь нижнекампанский подъярус. Споро-пыльцевой комплекс характерен для кампанского яруса (Карцева, 1971).

Танамская свита (K2 tn) согласно залегает на салпадинской свите. Представлена песками, супесями, суглинками приливно-отливных равнин от светло-серого до почти белого цвета с прослоями глин, с линзами крупнозернистого песка, гравия, с редкой галькой и конкрециями железистых сидеритов.

Сохранившаяся мощность свиты не превышает 457 м.

Возраст пород маастрихтский.

Четвертичная система – Q

Континентальные отложения, залегающие на размытой поверхности мезозойских отложений. Представлены песками, супесями, суглинками серого, светло-серого цвета с желтоватым оттенком, с многочисленными включениями гальки, гравия, валунов изверженных пород и кварцитов.

Мощность отложений не превышает 150 м.

2.2 Тектоника

Согласно районирования, выполненного с применением данной классификации (рис.2.2), рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы.

В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское, и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой -980 м, имеет длину 28,3 км, и ширину 8,8-14,9 км, соотношение длинной и короткой осей 3,2-1,9. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой -950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находится 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

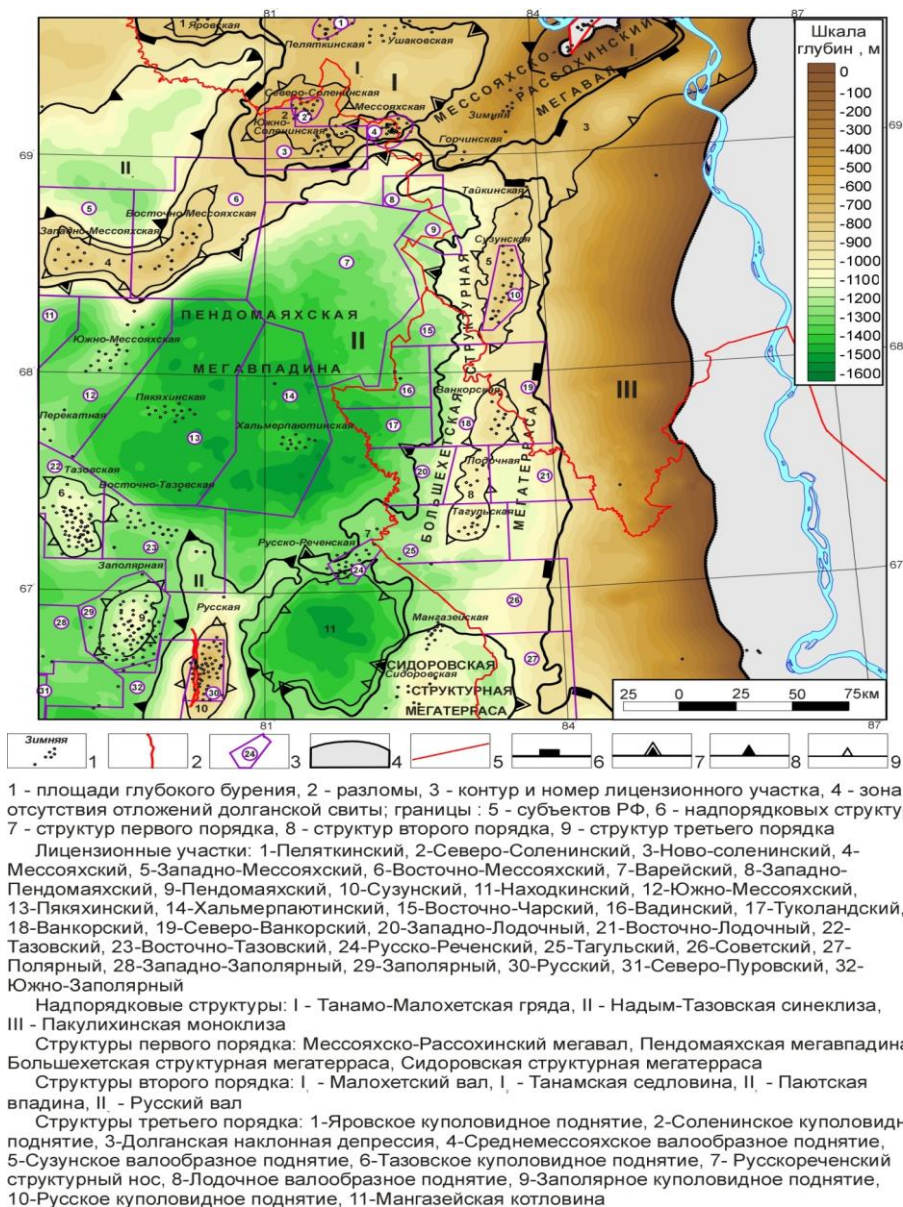


Рис. 2.2 Схема структурно-тектонического районирования по верхнемеловым отложениям

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6-13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3-5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км², соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7-18,1 км. Соотношение длинной и короткой осей 1,8-2,7. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км².

Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а Северный – 25 м и 41,5 км², соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м.

2.3 Нефтегазоносность

Район работ относится к Пур-Тазовской НГО, охватывающей северо-восточную окраину Западно-Сибирского седиментационного бассейна. На рисунке 2.3 приведена схема нефтегазогеологического районирования Приенисейской части Западно-Сибирской плиты.

В мезозойской части платформенного чехла восточной части Западно-Сибирской плиты выделяются ниже-среднеюрский, верхнеюрский (келловей-кимериджский), верхнеберриас-нижневаланжинский, верхневаланжинский, нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский, аптский и верхнеальб-сеноманский нефтегазоносные комплексы (НГК) отложений. На Ванкорском участке ниже-среднеюрский, и верхнеюрский НГК бурением не изучены, верхневаланжинский, в нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский из-за отсутствия надежных флюидоупоров, залежей УВ, по-видимому, не содержат, верхнеберриас-нижневаланжинский, аптский и верхнеальб-сеноманский продуктивны.

В пределах района работ и сопредельных территорий песчаные горизонты-коллекторы формировались, преимущественно, в периоды регрессий, в условиях быстрого заполнения бассейна обломочным материалом, поступавшим из близко расположенных областей денудации. Покрышками продуктивных толщ служат глинистые пачки и толщи келловейского, поздневолжско-раннеберриасского, поздневаланджинского, раннеготеривского, раннеаптского, ранне-среднеальбского и туронского возраста, формировавшиеся в периоды трансгрессивного развития бассейна. С выдержанными по площади глинистыми пачками связаны основные отражающие горизонты в районе работ.

Региональный ниже-среднеюрский проницаемый комплекс в северной части плиты, где отложения в периоды трансгрессий формировались в морских

условиях, разделяется глинистыми флюидоупорами на три самостоятельных комплекса: нижнеюрский, ааленский и батский. Месторождения УВ в этих НГК открыты в пределах Мессояхского вала.

В зимней свите ловушки УВ приурочены к зонам выклинивания песчаников на склонах крупных структур. Флюидоупором являются прибрежно-морские и морские глинистые образования левинской свиты.

К зонам выклинивания нижнеджангодских песчаников приурочены залежи структурно-литологического типа. Глины и аргиллиты среднеджангодской подсвиты являются надежным флюидоупором для нижнеджангодских коллекторов.

В верхнеджангодской подсвите основной нефтегазопромысловый интерес представляют песчаные образования ее верхней части, залегающие непосредственно под лайдинским флюидоупором. Здесь возможны залежи преимущественно структурно-литологического и литологического типа.

В вымской и малышевской свитах песчаные пласты с улучшенными коллекторскими свойствами приурочены к верхней части. Флюидоупором являются морские и мелководно-морские глины и аргиллиты леонтьевской и точинской свит.

Коллектора верхнеюрского РНГК в районе представлены песчаниками сиговской свиты, Флюидоупором для коллекторов верхнесиговской подсвиты являются морские аргиллиты нижней части яновстанской свиты, сформировавшимися на максимуме волжской трансгрессии позднеюрского моря. Для песчаных пластов-коллекторов нижнесиговской подсвиты флюидоупором служат глинистые пачки сиговской свиты. Месторождение УВ открыто южнее площади работ в пределах Сидоровской структурной террасы на Мангазейском локальном поднятии.

Верхнеберриас-нижневаланжинский НГК. Нижнехетская свита является основным резервуаром УВ и содержит промышленные залежи нефти и газоконденсата на Сузунском, Ванкорском и Лодочном поднятиях. На восточном

и южном обрамлении Большехетской структурной террасы отложения нижнехетской свиты формировались на фоне общей регрессии бассейна в условиях относительно мелководного шельфа, сменявшимися в моменты локальных трансгрессий мелководно-морскими и морскими условиями. Это обусловило четкую ритмичность отложений и присутствие в разрезе мощных песчаных пластов с хорошими коллекторскими свойствами (пласты Нх-I, Нх-III) таблица 2.1, формировавшимися на финально-регрессивных стадиях циклического развития бассейна, непосредственно перекрытых горизонтами-покрышками тонких морских глин, так как трансгрессии в условиях обширного мелководного шельфа происходили относительно быстро. В пределах наиболее заметных палеоподнятий на начальных этапах трансгрессии также формировались песчаные отложения (пласт Нх3¹ Ванкорского месторождения).

Таблица 2.1.

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- лекто ра	Плот- ность, в пластов ых условия х г/см ³	Содер- жание <u>серы, %</u> пара- фина, %	Дебит, м ³ /сут.	Плас- товое давле- ние, кгс/см ²	Газо- вый факто р, м ³ /т
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	7	8	9	10
ЯК ₁₋₃	1661	1695	поров .	0,84	0,15/2,7	83	166	25
Нх ₁	2630	2645	поров .	0,80	0,08/4,8	43	263	40
Нх ₃	2745	2775	поров .	0,74	0,11/4,66	300-500	275	40-50
Нх ₄	2790	2800	поров .	0,742	0,11/4,66	до 50	279	131

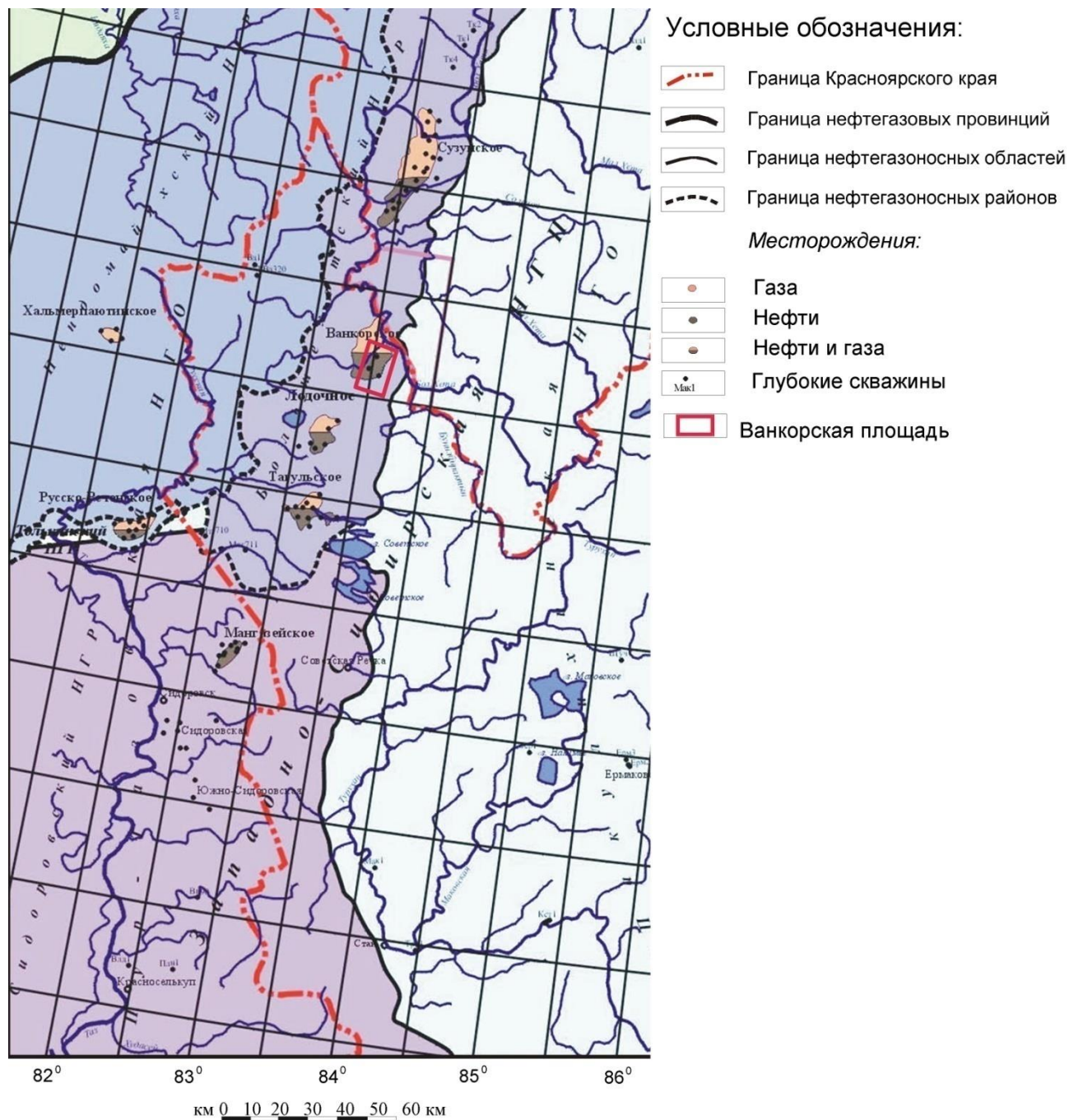


Рис. 2.3 Схема нефтегазогеологического районирования

Песчаные пласты-коллекторы верхневаланжинского, нижнеготеривского и верхнеготерив-барремского НГК представлены пластами Сд 0 – Сд XI суходудинской свиты, с которыми связаны Соленинское, Северо-Соленинское, Пеляткинское месторождения Мессояхского вала. Формирование коллекторов происходило в прибрежной и шельфовой части регрессирующего неокомского бассейна в периоды низкого стояния уровня моря. Глинистые горизонты – флюидоупоры формировались во время трансгрессий. В отложениях суходудинской свиты на Сузунской площади выделяются песчаные пласты Сд-4, и Сд-11, содержащие промышленные залежи газа. В пределах Ванкорского поднятия залежи УВ в суходудинской свите не найдены, так как глинистые горизонты в ее составе существенно опесчаниваются.

Аптский НГК. Аптский НГК выделяется в качестве самостоятельного в области развития достаточно мощной глинистой покрывки в средней части яковлевской свиты. Формирование осадков апт-альбского возраста происходило в прибрежно-морских и континентальных условиях. Наиболее типичными являются алевропелитовые фации с прослоями углей и углистых сланцев, гравийные фации надводной дельтовой равнины (дельтовые каналы, пойменные, включая отложения озер и болот). Отложения яковлевской свиты по литологическим особенностям могут быть расчленены на две толщи: нижнюю – угленосную и верхнюю – песчано-глинистую.

Перспективная нижняя часть яковлевской свиты представлена переслаиванием темно-серых аргиллитов, зеленовато-серых и светло-серых слабо сцементированных песчаников с подчиненными прослоями алевролитов. Прослой каменных углей распределены по разрезу неравномерно. В районе работ песчаные горизонты нижней части яковлевской свиты содержат промышленные залежи нефти на Ванкорском, Лодочном и Тагульском месторождениях. На Ванкорском месторождении в разрезе яковлевской свиты обнаружены залежи нефти и газа, которые приурочены к гидродинамически связанным песчаным пластам Як I-III, суммарная мощность которых достигает 80м.

Верхнеальб-сеноманский НГК объединяет верхнюю часть яковлевской и долганскую свиты. Верхняя часть яковлевской свиты является малоперспективной, скоплений УВ в ней не обнаружено. Залежи газа связаны с прикровельной частью долганской свиты. Сложена свита неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитов и аргиллитоподобных глин со светло-серыми и серыми кварц-полевошпатовыми, слабо сцементированными, мелкозернистыми песчаниками и песками. Пески и песчаники залегают пачками толщиной до нескольких десятков метров. Свита является региональным коллектором в котором выделяется несколько продуктивных пластов. На Ванкорской площади продуктивным является пласт Дл-1 из которого получен приток газа.

Региональной крышкой для альб-сеноманского НГК служат туронские глины дорожковской свиты.

2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазносных комплексов

Геолого-промысловая характеристика месторождения:

тип коллектора – терригенный, *поровый* (кварцполевошпатовые песчаники);

- характер распространения коллекторов по площади – по всей площади месторождения *без каких-либо ограничений* (замещений, выклиниваний), на основании только 3-х имеющихся скважин;

степень неоднородности – все резервуары хорошо выдержанные по мощности ($H_{Як} = 80$ м, $H_{Нх-I} = 14$ м, $H_{Нх-III} = 54$ м), с коэффициентами песчаности 0.8 – 0.9 по всей площади месторождения;

геометрические параметры пласта – **Як-I-III** (глубина залегания 1610÷1690 м, толщина 80 м, ВНК на а.о. -1640 м, ГНК на а.о.-1602 м), **Нх-I** (глубина залегания 2590÷2700 м, толщина 10÷15 м, ВНК на а.о. -2640 м), **Нх-III**

(глубина залегания 2720÷2830 м, толщина 50÷55 м, ВНК на а.о. -2730 м, ГНК на а.о. – 2767 м).

коллекторские свойства пластов – **Як-I-III** ($K_{\text{пор(КЕРН)}}=14\div32\%$, $K_{\text{пор(ГИС)}}=28\div32\%$, $K_{\text{пр(кern)}}=18\div335\text{мД}$, $K_{\text{пр(ГДИ-нефть)}}=20-250\text{мД}$, представительность исследований слабая из-за низкого выноса керна), **Нх-I** ($K_{\text{пор(КЕРН)}}=13\div16\%$, $K_{\text{пор(ГИС)}}=16\%$, $K_{\text{пр(кern)}}=1\div10\text{мД}$, $K_{\text{пр(ГДИ-нефть)}}=5\text{мД}$, представительность слабая), **Нх-III** ($K_{\text{пор(КЕРН)}}=20\%$, $K_{\text{пор(ГИС)}}=16\div21\%$, $K_{\text{пр(кern)}}=10\div150\text{мД}$, $K_{\text{пр(ГДИ-нефть)}}=120-190\text{мД}$, $K_{\text{пр(ГДИ-газ)}}=100-200\text{мД}$, представительность средняя). Физические свойства горных пород, слагающих разрез Ванкорского месторождения, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Физические свойства горных пород

Горные породы	ρ_k (Ом*м)	σ (Г/см ³)	$V_{\text{акк}}$ (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
Метаморфические породы	>200	2,8 – 2,9	4500-6300	высокая

Литология в данных геофизических исследований отражается следующим образом:

Глинистые образования на фоне всех диаграмм отмечаются высокими показаниями гамма-каротажа – 9-15 мкР/ч, НКТ – 2,4-2,8 у.е., плотности 2,35-2,45 г/куб.см, показаниями водородосодержания $W=30-35\%$.

Продуктивные пласты выделяются коэффициентами нефтегазонасыщенности порядка 57-70%, коэффициентами пористости – 20-30%, высокими значениями проницаемости – 75-250 мД, низкими коэффициентами глинистости – 0,3%, в среднем около 8-10%.

Продуктивные пласты в сравнении с остальной частью разреза обладают относительно постоянными значениями НКТ – 2,8-4,8 у.е., показаниями водородосодержания W около 20 %. На диаграмме ВИКИЗ продуктивные пласты отражаются повышенными значениями изменений радиального распределения УЭС. По акустическому каротажу интервальное время пробега $D_{тр}$ повышенное и составляет около 250-350 мкс/м.

Водоносные пласты характеризуются примерно такой же пористостью и проницаемостью, как и продуктивные, но значительным повышением глинистости, и возрастанием показаний индукционного каротажа до 150-200 мСим, некоторым снижением гамма-активности пород – до 6-8 мкР/ч.

В разрезе имеются плотные пропластки характеризующиеся повышенными значениями удельного сопротивления (60-80 Ом•м), резким возрастанием НКТ от 4,8 и более 8,4 у.е., пониженными показаниями индукционного каротажа до 50-100 мСим, водородосодержания до 12-18%, гамма-активности до 5 мкР/ч и практически нулевыми значениями пористости и проницаемости, повышением плотности по ГГК-п до 2,5-2,65 г/куб.см. В разрезе встречаются пласты угля мощностью до 1,5 м отличающиеся на диаграмме удельным сопротивлением, колеблющимися в интервале 45-150 Ом•м, снижением показаний индукционного каротажа 50-75 мСим, резким снижением показаний НКТ до 1,2-1,5 у.е. ГК до 1-1,5 мкР/ч, увеличения

водородосодержания W до 65-70 %. Интервальное время пробега АК резко повышенное до 450-500 мкс/м, картина ФКД против углей неконтрастная, вплоть до исчезновения интерференционных линий.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

На Ванкорском месторождении открыты четыре залежи углеводородов, основные параметры которых приведены в таблице 3.1

таблица 3.1

Залежь УВ	Глубина, м	Среднее время, мс	ГНК, м	ВНК, м
Газовая в пласте Дл-I	1000	800	-979	-
Газонефтяная пласт Як-I-III	1600	1260	-1602	-1640
Нефтяная в пласте Нх-I	2600	1880	-	-2640
Газонефтяная в пласте Нх-III	2700	1950	-2730	-2767

Так же некоторые данные относительно результатов испытаний по скважинам Ванкорского месторождения приведены в таблице № 3.2.

Таблица 3.2

Номер скважин	Альтитуд а, м	Глубина скважины, м	Результаты испытания	Продуктивный комплекс
Вн-1	52,00	1651	аварийный приток газа	
Вн-2	52,50	2866	аварийный приток газа	
Вн-3	53.6	1104		
Вн-4	40,36	3020	нефть газ	Нх-I Нх-III
Вн-5	60,00	2930	нефть	Нх-III
Вн-6	40,36	1813	нефть газ	Як-I-III Дл-I

Бурение скважин проводилось с целью оценки нефтегазоносности меловых, юрских отложений.

Объем исследований по открытому стволу приведен в таблице 3.3

Комплекс ГИС, выполненный в скважинах на Ванкорском месторождении

таблица 3.3

Метод	Масштаб регистрации	Скважины			
		Вн-1/2	Вн-4	Вн-5	Вн-6
1	2	3	4	5	6
Стандартный каротаж+ПС	1:500	+	+	+	+
	1:200	+	+	+	-
БКЗ+ПС	1:200	+	+	+	+
БК	1:500	-	+	+	+
	1:200	+	+	+	+
БМК	1:200	+	+	+	+
ИК	1:500	-	+	-	-
	1:200	+	+	+	+
МКЗ	1:200	+	+	+	+
ДС	1:500	+	+	+	+
	1:200	+		+	+
Кавернометрия	1:200	-	+	+	-
МКВ	1:200	-	+	+	+
ГК	1:500	-	+	+	+
	1:200	-	+	+	+
НГК	1:500	-	+	+	+
	1:200	-	+	+	+

АК	1:500	+	+	+	+
	1:200	+	+	+	+
ФКД	1:200	-	+	-	+
Резистивиметр	1:200	-	+	-	-
Инклинометрия		-	+	-	-
Термометрия	1:500	-	+	+	+
Газовый каротаж	1:500	+	+	-	+
АКЦ	1:500	+	+	+	+

Комплекс детальных ГИС (масштаб 1:200) на месторождении выполнялся в соответствии с требованиями Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах (Техническая инструкция ..., 1985). Качество геофизических материалов хорошее.

В песчано-глинистом разрезе Ванкорского месторождения задача расчленения и определения литологического состава разреза была решена с помощью методов ГИС: ПС БКЗ, ИК, АКШ, БК, ГК, ННК-Т. Основными дифференцирующими признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являлись: наличие градиента сопротивления по данным электрических методов (БКЗ), сравнительно высокая естественная радиоактивность глин и низкая песчаников.

Все перечисленные методы применялись для решения большинства поставленных задач. В дополнении к ним для определения характера насыщения коллектора, а также для оценки коллекторских свойств пластов был проведен широкополосный акустический каротаж (АКШ), высокочастотное индукционное зондирование (ВИКИЗ), плотностной гамма-каротаж (ГГК-П), нейтронный каротаж (НКТ).

Из анализа фациальной обстановки осадконакопления в районе исследования, геофизической информации и кернового материала выяснено, что коллекторы на месторождении представлены крупнозернистым песчаниками с хорошей проницаемостью ($K_{пр} = 75-80$ мД) и средне глинистостью ($K_{гл} = 5-10 \%$).

По результатам интерпретации данных ГИС с использованием петрофизических уравнений были рассчитаны параметры: $K_{пр}$, $K_{гл}$, K_p , $K_{нг}$, получен литологический разрез продуктивной части месторождения, представленный переслаиванием глинистых образований, песчаников и плотными отложениями.

Литология в данных геофизических исследований отражается следующим образом:

Глинистые образования на фоне всех диаграмм отмечаются высокими показаниями гамма-каротажа – 9-15 мкР/ч, НКТ – 2,8-4 у.е., плотности 2,35-2,45 г/куб.см, показаниями водородосодержания $W=30-35 \%$.

Продуктивные пласты N_x выделяются коэффициентами нефтегазонасыщенности порядка 58-67%, коэффициентами пористости - 20-30%. Продуктивные пласты в сравнении с остальной частью разреза обладают относительно постоянными значениями НКТ – 2,8-4,8 у.е., показаниями водородосодержания W около 20 %.

Исходя из интерпретации данных геофизических исследований скважин выявлено, что основная часть разреза является водоносной. В целом представленный разрез от яковлевской – 4 до нижнехетской – 5 преимущественно состоит из коллекторов, которые перемежаются глинистыми пластами. Кроме того, очень часто встречаются карбонатные прослойки, часто в пластах или около пластов – коллекторов, и один пропласток угля. В основном данный разрез представлен песчаниками водонефтенасыщенными. Яковлевский, Суходинский и Малохетский

насыщены, преимущественно, водой, а Нижнехетский – водой и нефтью. Основная часть разреза скважины представлена пластами–коллекторами, насыщенными водой. В нижней части исследованного разреза выделяются нефтенасыщенные пласты.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пород;
- оценка характера насыщения коллекторов;

4.2 Обоснование объекта исследования

Планируется создание 36 кустов на Ванкорском месторождении. В среднем каждый куст будет включать около 12 скважин. ГИС, предоставленная этим курсовым проектом, должна быть выполнена на 4 кустах. В настоящее время здесь пробурено шесть скважин (Vn-1/2/3, Vn-4/6, Vn-5), и еще три должны быть пробурены. Именно эти три скважины и будут являться объектами исследования для решения поставленных задач.

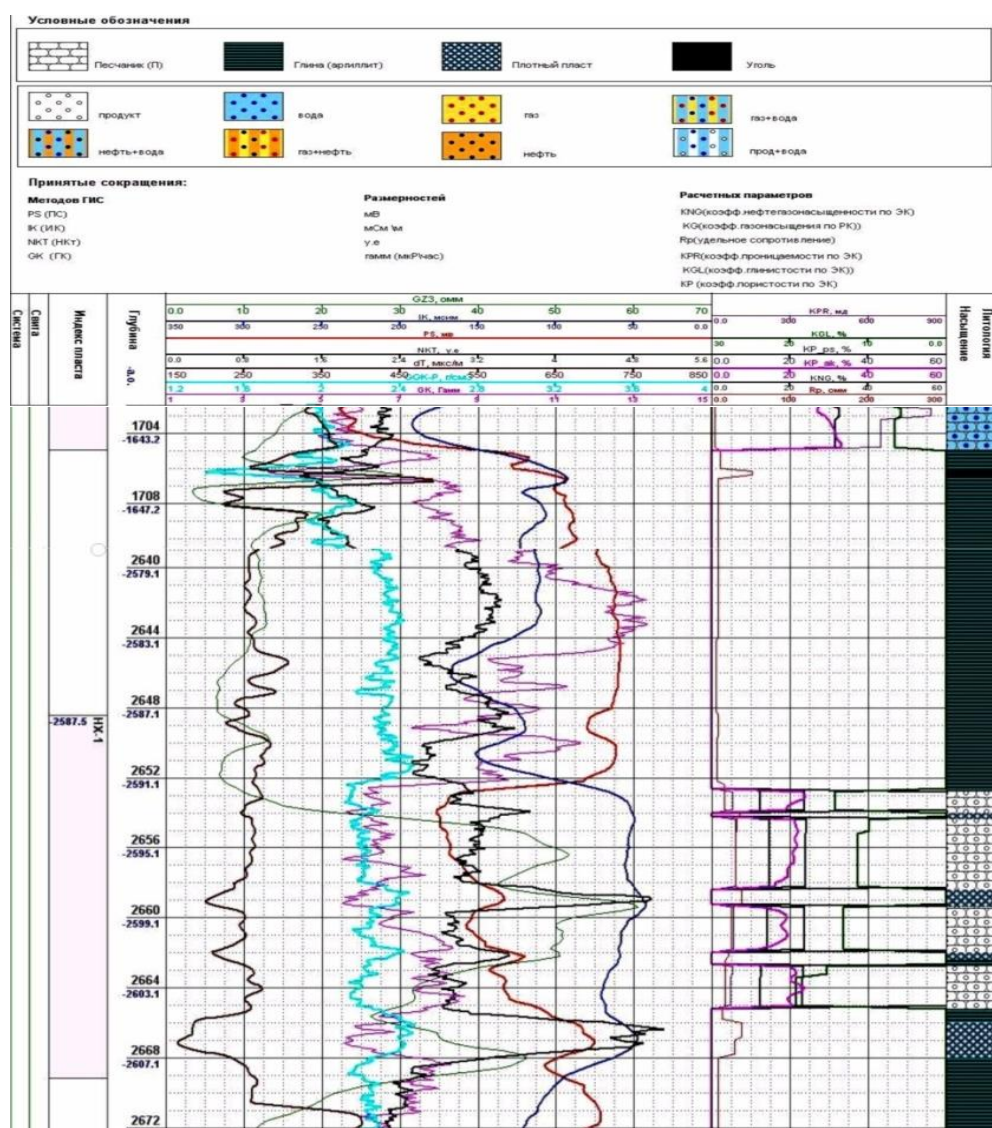
Месторождение имеет три установленных этажа нефтегазоносности, каждый из которых состоит из одного или нескольких самостоятельных резервуаров: *долганский, яковлевский, нижнехетский*;

Продуктивные резервуары обладают хорошими характеристиками с точки зрения высокой эффективности освоения месторождения – хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, высокие дебиты скважин (до 205 м³/сут. нефти), при том, что среднесуточный дебит в стране составляет всего 39,5 тонны. Также стоит отметить небольшую глубину залежей.

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения при работе, а также оптимально подобрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач.

Физико-геологическая модель построена по результатам интерпретации данных ГИС скважины Ванкорская 11 для основного продуктивного пласта Нх-I (Рис. 4.1)



Пласт Нх-1 залегает в интервале 2629-2645 м. и представлен продуктивными песчаниками с прослоями аргиллитов и плотными породами. Пропластки угля можно заметить выше по разрезу скважины.

По данным ГИС песчаники выделяются отрицательным приращением по данным ПС и ИК. По данным ГК соответственно низкие значения.

Плотные породы (плотняки) характеризуются высоким значением НКТ 3,7-5,1 у.е., высокими значениями плотности 2,5 г/см³, и высоким значением удельного электрического сопротивления 47-60 Ом*м.

Угольные пласты выделяются повышенными значениями УЭС 30 Ом*м, и низкими значениями НКТ 1,4 у.е., ГК 3,5 мкр/час и плотности 1,4 г/см³.

Глинистые породы выделяются высокими значениями ПС и ГК.

В данном разрезе скважины продуктивные пласты выделяются в нижнехетской свите. Данный пласт сложен продуктивными песчаниками с прослоями аргиллитов и плотными породами.

Коэффициент пористости меняется от 15 до 30%.

Коэффициент нефтегазонасыщенности в зоне коллектора равен 60-70%.

Коэффициент проницаемости в продуктивной зоне равен 75 мд.

Коэффициент глинистости равен 10-20%.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Исходя из данной физико-геологической модели с учетом выше поставленных геофизических задач выбран максимально возможный комплекс ГИС, способный решить поставленные задачи.

Для литологического расчленения разрезов основными методами являются: ПС и ГК.

Для выделения коллекторов применяются следующие методы ГИС: кавернометрия и БК+МБК.

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

Для определения характера насыщения коллекторов осуществляется методами ИК, БКЗ и ВИКИЗ.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород основан на изучении естественного стационарного электрического поля в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина-породы и между пластами различной литологии. На поверхностях раздела образуются двойные электрические слои, различные потенциалы которых создают определенные величины напряженности электрического поля между горными породами и скважиной.

Потенциалы собственной поляризации пород обусловлены следующими физико-химическими процессами:

- Диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот, а также адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы.
- Фильтрацией вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину.
- Окислительно-восстановительными реакциями, происходящими в породах и на контакте их с промывочной жидкостью и металлами. [1]

Гамма каротаж (ГК) – основан на изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации интегральной и дифференциальной

интенсивности гаммаизлучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах. Таким образом, предметом исследования является – естественная радиоактивность горных пород, вскрытых скважиной. Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов: $^{238}_{92}\text{U}$, $^{226}_{88}\text{Ra}$, $^{232}_{90}\text{Th}$, $^{40}_{19}\text{K}$. [1]

Метод резистивиметрии применяется для определения удельного электрического сопротивления промывочных жидкостей, заполняющих скважины. [1]

Инклинометрия – метод позволяющий определить положения ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Его надо учитывать в процессе бурения скважины. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров. [1]

Индукционный каротаж (ИК) – применяются для исследования вторичного электромагнитного поля среды, ЭДС которого прямо пропорциональна электропроводности горных пород. Вторичное электромагнитное поле возникает в окружающей среде за счет вихревых токов, которые индуцированы катушкой, питающейся от помещенного в скважину генератора переменного тока.

В индукционных методах измеряется эффективная удельная электропроводность $\sigma_{\text{эф}}$, которая зависит от проводимостей пласта,

промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, от дска, нпласта, размера конструкции зонда. [1]

Метод АК – основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные АК используются для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка коэффициента пористости пород [1].

Плотностную модификацию ГГМ применяют для разделения в разрезе скважин пород с различной плотностью, например, для расчленения гидрохимических пород, (для выделения руд с большой плотностью (хромитовые, марганцевые, железные и др.), каменных углей, для определения объемной плотности и пористости пород, а также для определения литологического состава пород в комплексе с другими методами ГИС. Плотность породы имеет нелинейную петрофизическую модель относительно объемных содержаний компонент породы. Однако это не препятствует использованию данных ГГМ-П в системе петрофизических уравнений для определения литологического состава и пористости полиминеральных отложений. [2]

Боковой каротаж (БК) – метод применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения нэф.

Кавернометрия – метод заключается в измерении диаметра скважины. Фактический диаметр скважины измеряется каверномерами. Кавернограмма – кривая фактического измерения диаметра скважины в масштабе глубин. При бурении диаметр долота зависит от конструкции скважины. Номинальный диаметр – соответствие диаметра пробуренной части ствола скважины, диаметру долота или коронки. Увеличение диаметра – образование каверн характерно для глинистых и углей, уменьшение – для песчаных пород-

коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины [1].

Микробоковой каротаж (МБК) применим для расчленения разреза с высокой точностью, определения УЭС сопротивления промытой зоны и эффективной толщи пластов.

Нейтрон-нейтронный каротаж основан на регистрации потока нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии (НКТ) при облучении пород источником быстрых нейтронов.

На диаграммах НКТ водородосодержащие пласты с большой пористостью выделяются низкими значениями, малопористые – более высокими значениями. На показания НКТ значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому НКТ весьма чувствителен к содержанию хлора.

По данным нейтронного метода возможно выделение пластичных глин – покрышек и определение структуры глинистых пластов, а также выделение плотных прослоев и зон углефикации и битуминизации.[2]

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) состоит в измерении рк пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием. [2]

В результате проектируемый комплекс ГИС будет состоять из следующих методов:

- Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС
- Кавернометрия
- Микрокаротаж

- Боковой микрокаротаж (БМК)
- Боковой каротаж (БК)
- ВИКИЗ зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N
- Индукционный каротаж (ИК)
- Акустический каротаж (АК)
- Гамма каротаж (ГК)
- Резистивиметрия
- Инклинометрия
- Нейтроно-гамма каротаж (НГК)
- Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГКП)

Данный комплекс проводится в масштабе глубин 1:200.

5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

5.1 Методика проектных работ

Геофизические исследования скважин проводят по общепринятой схеме проведения работ «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0- 072-01» [3].

Технология проведения геофизических исследований скважин (ГИС) включают следующие процедуры:

- первичную, периодические и полевые калибровки скважинных приборов, выполняемые их изготовителем и метрологической службой;

- подготовительные работы на базе каротажного отряда и непосредственно на скважине
- проведение геофизических исследований и работ в скважинах;
- первичное редактирование данных ГИС, обеспечивающее контроль их качества;
- сдачу/приемку полевых материалов в контрольно-интерпретационной партии (КИП) геофизического предприятия;

Все виды каротажных работ выполнялись в соответствии с «Инструкцией по проведению геофизических исследований рудных скважин», утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 06.12.2000 г, инструкциями заводов разработчиков аппаратуры и другими руководящими дополнениями к данным инструкциям.

Для проведения скважинных исследований допускаются скважинные приборы и каротажные станции, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ.

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

Каротажная партия (отряда) на базе геофизического предприятия получает наряд-заказ на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем. Далее партия получает геолого-геофизические материалы исследуемой скважины. После этого получает скважинные приборы, расходные детали, материалы и источники радиоактивных излучений. Потом они должны записать файлы периодических калибровок и

сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) выполняет следующие подготовительные операции: проверяет подготовленность бурящейся либо действующей скважины к исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для проведения ГИС и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований и работ, также проверяет правильность задания, указанного в наряд-заказе, и при необходимости уточняет его с представителем недропользователя. Партия устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья, лабораторию в 5-10 м от подъемника и выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями. Также партия подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору автономной силовой установки, перевозимой подъемником. Сматывает с барабана лебедки вручную или с помощью привода лебедки, заводит кабель в направляющий и подвесной ролики (блок-баланс) и устанавливает последние на свои штатные места, крепит направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, устанавливает на направляющем ролике (блоке) датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника.

Далее подвешивается подвесной блок, датчик натяжения и подсоединяется к кабельному наконечнику первый скважинный прибор (сборку приборов, шаблон), проверяется его работоспособность на мостках, опускается прибор в скважину. Подъем прибора над столом ротора и спуск в устье скважины производится с помощью каротажного подъемника, легости (якоря), имеющейся на буровой, или другого грузоподъемного механизма.

Для приема и обработки информационных, аналоговых и цифровых сигналов применяют геофизическую станцию КЕДР-02, которые поступают по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю от скважинной

аппаратуры без наземных панелей, а также поступают от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

Стандартный каротаж включает запись потенциал-зондом (ПЗ) А0,5М6N или А0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП).

Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. Применяется прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) выполняет последовательными градиентзондами размерами АО=0,45; 1,05м; 2,25 м; 4,25 м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25 м. Масштаб записи кривых КС – 2,50 мм/см. Применяемая аппаратура – К1А723-М

Индукционный метод (ИК). Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/ч. применяется прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М.

Боковой каротаж (БК). Запись проводится в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

Гамма- каротаж (ГК). Выполняется аппаратурой ДРСТ-1 ДРСТ-3-90, СРК, скорость записи 180 м/ч при $\tau = 6$ сек. В качестве индикаторов в канале ГК использовались кристаллы NaI (Тl); Единицы измерения – [мкР/ч].

Нейтронно-гамма каротаж (НГК). Выполняется аппаратурой РК 5-76. Масштаб записи НКТ – 0,1-0,45 усл.ед./см.

Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П). Выполняется аппаратурой СГП2. Диапазон измерения 1.7×10^3 до 3.0×10^3 кг/м³

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Выполняется зондовый комплексом состоящим из 5 зондов разной длины. Диапазон определения УЭС, Ом*м 1-200.

Акустический каротаж (АК). Акустический каротаж выполняется аппаратурой СПАК-4 (зонд И20.5И11.5П) и СПАК-6 (зонд И20.4И11.2П), скорость регистрации 800-1000 м/ч.

Кавернометрия (КВ). Выполняется в скважине в интервале БКЗ. Запись кавернограмм проводилась приборами СКП, СКП-1. Масштаб записи 2 см/см, скорость записи 1800-2000м/ч. Качество материала хорошее.

Инклинометрия выполняется гироскопическими инклинометрами при подъеме через 10м, затем строится план и профиль скважины.

Резистивиметрия выполняется скважинными резистивиметрами. Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации – 1350 м/час.

Микробоковой метод (МБК). Масштаб записи 2,5Ом/см, применяется аппаратура МК-ГМ.

5.2 Метрологические исследования

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку. Метрология каротажных работ осуществлялась на основе действующих ГОСТов, стандартов и иных нормативно-технических документов.

. Первичную калибровку выполняет изготовитель скважинных приборов. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях (на базах геофизических предприятий) должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование.

Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования (геофизический кабель, регистратор и др.), соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований.

Основной целью МО ГИС является повышение эффективности геолого-геофизических работ путем улучшения точности и достоверности геофизической информации, получаемой в результате геофизических исследований в скважинах.

5.3 Интерпретация геофизических данных

5.3.1 Обработка данных

Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине. Оно включает:

- увязку электронных и магнитных меток в рабочих файлах одной спускоподъемной операции;
- увязку по глубинам данных, зарегистрированных при разных спускоподъемах;
- совмещение точек записи разных приборов (модулей) по глубине;
- придание кривым масштабов, выраженных в физических единицах;
- формирование для каждого метода единого файла недропользователя (нескольких файлов, количество которых соответствует количеству методов, выполняемых сборкой приборов).

Получение твердой копии на скважине. Содержание твердой копии первичных данных должно полностью отражать файл недропользователя. Для обеспечения единых форматов представления данных каротажные кривые выводят на экран монитора, рулонную бумагу шириной 22 см или на стандартные листы писчей бумаги формата А4 в треках, рекомендованных международным стандартом API.

Приемка материалов контрольно-интерпретационной службой. Результаты геофизических исследований подлежат вторичному контролю, основными целями которого являются оценка полноты выполнения заявленного комплекса исследований и возможности использования результатов измерений для качественной и количественной интерпретации. Вторичный контроль качества осуществляют при приемке интерпретационной службой геофизического предприятия первичных материалов от каротажных партий (отрядов). Регламент сдачи/приемки отчетных материалов (сроки, исполнители) определяется предприятием.

Архивацию первичных материалов ГИС ведут с целью постоянного хранения первичной информации о недрах и обеспечения возможности ее последующей переработки с использованием новых методических и программных средств и извлечения дополнительной, ранее не полученной информации.

Камеральная обработка данных геофизических исследований и интерпретация результатов выполняются в нескольких этапах. После сдачи полевого материала в камеральную группу, в первую очередь результаты ГИС подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Качество измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак».

Хорошее качество: результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящей «Инструкции...».

Удовлетворительное качество: результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей, но данные записаны с дефектами. К дефектам относят: отсутствие до 20% меток глубин; отсутствие в заголовке некоторых сведений; отсутствие повторных или контрольных записей, если погрешность измерений может быть оценена иным путём; отсутствие одной из калибровок, выполненных до или после исследований; небольшие разрывы в массиве данных, вызванные затяжками сборки (прибора), если они не препятствуют выдаче заключения; для данных БКЗ – отклонение показаний одного из зондов длиной более 0,6 м от кривой зондирования в пределах 20%, для зондов длиной 0,4-0,6 м – в пределах 10% (отклонение определяется при обработке данных БКЗ в пластах толщиной более 8 м); прочие недостатки и упущения, не исключающие возможности использования кривых для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

Брак: данные записаны с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным методом.

Материалы с оценкой «хорошо» и «удовлетворительно» качества обрабатывают дальше – выполняют увязку по глубинам, заполняют заголовок диаграммы.

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения:

- а) наименование геофизического треста;
- б) название предприятия бурения;
- в) название площади, номер куста и номер скважины;
- г) вид исследования;
- д) данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина);

- е) данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача;
- ж) данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации;
- з) масштабы регистрации кривых и глубин;
- и) дата измерений и фамилия начальника партии.

В зависимости от решаемых задач, характера используемой при этом информации, различают следующие виды интерпретации:

Раздельная – заключается в обработке диаграмм каждого метода с целью выделения в разрезе скважин границ пластов с различной характеристикой и оценки их физических свойств.

Комплексная – заключается в совместной обработке данных разных методов с целью построения литологической колонки, выделения нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценки.

Количественная – проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты измерений, по которым оцениваются физические свойства пород каждого метода.

Качественная – сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

На современном уровне развития геофизической техники основной объём трудоёмких работ по обработке и интерпретации выполняют на ЭВМ по специальным программам такие как Prime, Techlog и др.

5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Полученный на скважине материал сдается в КИП, который в дальнейшем интерпретируется для получения конечного результата работы.

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

1. общие геологические (расчленение разреза, уточнение литологии, выделение коллекторов);

2. оценка фильтрационных-емкостных характеристик коллекторов (определение коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности);

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.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов

Выделение коллекторов и литологическое расчленение основано на различии физических свойств литотипов и однозначности их выделения по прямым и косвенным признакам на диаграммах ГИС.

Глинам и глинистым породам соответствуют максимальные величины на кривых ПС, высокие ГК и низкие НКт, низкие значения УЭС (БК, БКЗ) и высокие ИК (по проводимости). Плотным породам соответствуют низкие значения ГК, высокие значения НГК и данные электрического каротажа.

Отличительными признаками коллекторов являются: отрицательные аномалии ПС, наличие глинистой корки на кривой каверномера и положительные приращения показаний МПЗ над МГЗ по микрозондам, а также радиальные изменения величин кажущегося сопротивления - r_k по кривым разноглубинных электрических методов (от малых зондов БКЗ до ИК). Другими признаками коллекторов являются низкие значения ГК, средние и повышенные – НГК.

Определение α ПС

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используются относительные значения определяемые по методу двух опорных пластов:

$$\alpha_{\text{пс}} = U / U_{\text{мах}},$$

где U —статическое отклонение потенциала ПС против пласта; $U_{\text{мах}}$ —максимальное значение в изучаемом участке разреза.

В качестве условной “нулевой линии”, от которой отсчитывались отклонение кривой ПС, используется “линия глин”, которая для ряда скважин интервалов разреза Ванкорского месторождения практически сохраняется стабильной. Значения $U_{\text{мах}}$ в обрабатываемых скважинах будут использоваться против водонасыщенных пластов.

Одновременно или при отсутствии в скважине чистых (неглинистых) водоносных пластов для задания потенциала самопроизвольной поляризации неглинистого пласта — “линии песков”— будут рассчитываться теоретические показания СП:

$$U_{\text{мах}} = -K_{\text{сп}} \cdot \lg(R_{\text{ф}} / R_{\text{в}}) \cdot K_t,$$

$$\text{Где } K_{\text{сп}} = 70 \text{ мВ (при } t = 20^\circ\text{C)},$$

$R_{\text{ф}}$ — удельное сопротивление фильтрата бурового раствора (исходное значение с уточняется по зондам БКЗ); $R_{\text{в}}$ — удельное сопротивление пластовой воды; K_t —поправка за температуру пласта:

$$K_t = (273 + t_{\text{пл}}) / 293$$

$$\text{Где } t_{\text{пл}} = 88^\circ\text{C в пределах глубин объектов подсчета.}$$

В случае, если расчетные значения $U_{\text{мах}}$ существенно превышают фактическое, то для определения α ПС используются расчетные значения. В подавляющем большинстве скважин использовались фактические значения α ПС.

При необходимости в значения α ПС будут вноситься поправки за конечную мощность и сопротивление пласта и вмещающих пород по программе PAL, которая использует табулированные палетки поправочных коэффициентов для диффузионно-адсорбционного потенциала, α ПС $> 0,6$.

Определение границ пластов

В *методе ПС* границы мощных пластов определяют по точкам кривой, находящихся на середине аномалии ПС. С уменьшением мощности пласта, его границы смещаются к максимуму кривой.

В *методе ИК* кривые против пластов ограниченной мощности симметричны относительно середины пласта. Если $h > 4$ м, границы пласта определяются по середине аномалии, где её ширина соответствует мощности пласта. Если $h < 4$ м, то ширина аномалии даёт фиктивную мощность, которая меньше истинной.

Определение фильтрационно-емкостных свойств

При оценке характера насыщения пластов, кроме результатов интерпретации, использовались керновые данные, а также данные испытаний в процессе бурения и в колонне. Основной геофизической характеристикой, используемой для выделения нефтегазонасыщенных пластов, является УЭС ($r_{пл}$). Методика выделения продуктивных коллекторов заключается в сопоставлении измеренных $r_{пл}$ с расчетными величинами УЭС пласта $r_{вп}$ для условий 100% насыщенности пласта водой. В качестве границы разделения коллекторов по характеру насыщения берется значение $r_{пл}^{гр}$. Расчетные значения $r_{вп}$, являются функцией от параметра пористости $Rп$ (или относительного сопротивления), определяемого петрофизической зависимостью $Kп=f(Rп)$ для изучаемого пласта.

Пористость коллекторов ($Kп$) определялась по данным ПС. При определении пористости юрских коллекторов использовались

петрофизические зависимости для одноименных пластов месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

Коэффициент проницаемости (K_{np}) рассчитывался также по соответствующим каждому типу отложений петрофизическим зависимостям для одноименных пластов Герасимовского месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) определялся по стандартной для Западной Сибири методике, использующей параметры пористости и насыщения. Используемая методика определения $K_{нг}$ включает, последовательно, определение следующих параметров: удельного электрического сопротивления пород ($\rho_{пл}$); параметра пористости R_p ; удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы $\rho_{вп}$, исходя из данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды ρ_v ; параметра насыщения R_n ; коэффициента водонасыщенности K_v и коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$.

6. Специальная часть

Использование результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения

С целью прогноза изменения коллекторских свойств в межскважинном пространстве была предпринята попытка использования динамической обработки куба 3D с использованием программ Гильберт-преобразования, а также программы инверсии сейсмической записи для получения коэффициентов отражения, разрезов псевдоакустических импедансов и псевдоакустических скоростей.

Для обработки с сохранением истинных амплитуд использовалось восстановление записи по методу T^{**2} с последующей поверхностно-

согласованной коррекцией амплитуд. Кроме этого, потребовалась и дополнительная редакция, что обусловлено случаями появления аномально мощных амплитудных всплесков как результата работы деконволюции по зашумленным участкам данных. При получении суммы с сохранением истинных амплитуд в этих случаях хороший результат дает алгоритм суммирования с отбрасыванием заданного процента крайних значений в подборке суммируемых отсчетов данных (alfa-trimmed stack).

Наиболее информативными из разрезов Гильберт-преобразования оказались амплитудно-фазовые параметрические разрезы (Perigram*Cosine Phase). Более устойчивые связи с коллекторскими свойствами удалось получить с применением разрезов импедансов.

На рис. 6.1 и 6.2 приведены разрезы акустических импедансов для интервалов яковлевской и нижнехетской свит, показана привязка пластов.

Уже качественный анализ данных показал, что на значение атрибутов сейсмической записи для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV с одной стороны и Нх-I, с другой, определяющее влияние имеют разные параметры.

В пастах Як-III-VII и Нх-III-IV находятся залежи высоты которых сопоставимы с мощностью пласта. То есть на большей части залежи пласт имеет двух-, или даже трехфазное насыщение.

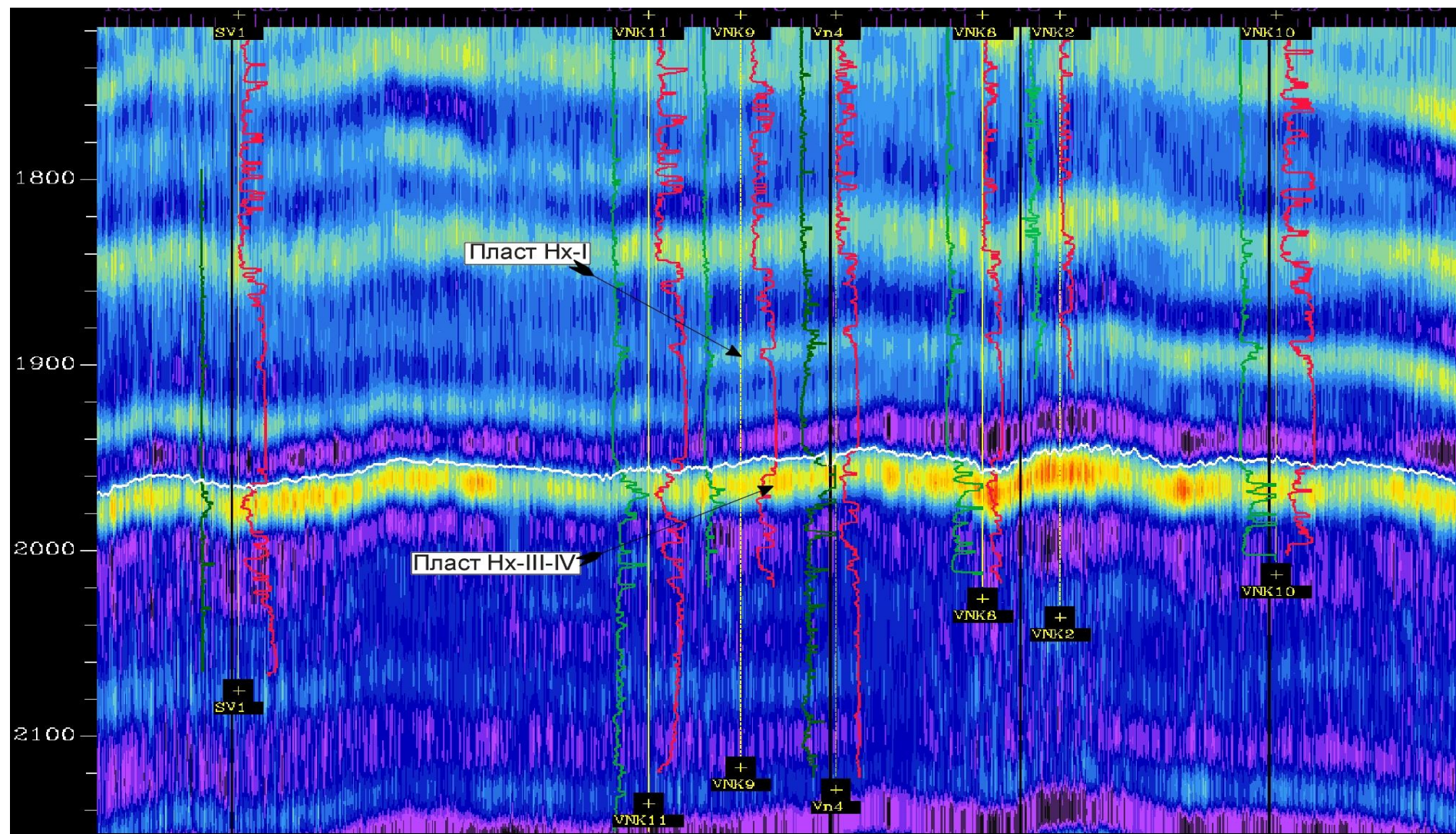


Рис. 6.1 Разрез акустических импедансов интервала регистрации отражений нижнехетской свиты

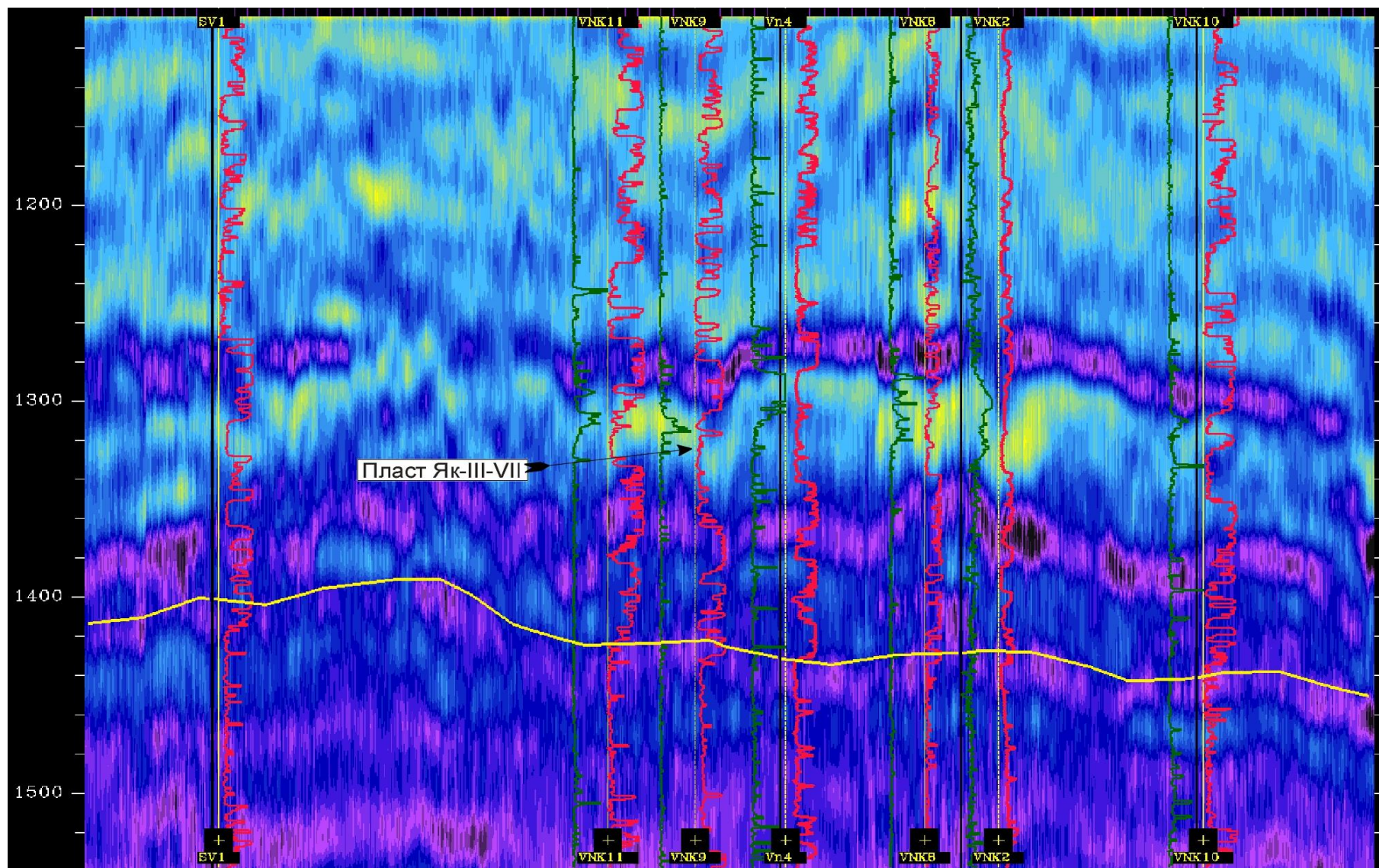


Рис. 6.2 Разрез акустических импедансов интервала регистрации отражений яковлевской свиты

При этом изменение эффективной мощности пласта не превышает 2 раза (от 43,1 м до 74,6 м для пласта Як-III-VII; от 32,5 м до 55,5 м для пласта Нх-III-IV).

В этих условиях на значение атрибутов в пределах большей части залежи влияет, главным образом, характер насыщения. Чем выше доля нефтегазонасыщенной части пласта, тем ниже значения акустических импедансов. На рисунках 6.3 и 6.4 показаны связь импедансов и значений суммарных нефтегазонасыщенных толщин этих пластов для данных пластов.

Вместе с тем очевидно, что кроме нефтегазонасыщенной толщины на величину импедансов оказывают и другие параметры – общая мощность пласта, пористость, литологический состав и т.д. Это приводит к тому, что, несмотря на наличие корреляционной связи дисперсия определения эффективной нефтегазонасыщенной мощности, как функция от импедансов высока, и зачастую превышает 50% от искомой величины. В этих условиях количественное использование импедансов для прогноза эффективных нефтегазонасыщенных мощностей невозможно. В связи с этим, при построениях значения импедансов не использовались. На рис. 6.5 и 6.6 показано совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин, использованных при подсчете запасов, которые иллюстрируют данное предположение.

Иная картина для пласта Нх-I. Здесь мощность пласта много меньше высоты залежи, вследствие чего пласт на большей части территории имеет однофазное насыщение. В этих условиях решающее влияние на значения импедансов оказывает эффективная мощность пласта в целом. На рисунке 6.7 показана связь импедансов и эффективной мощности пласта по скважинам Ванкорского месторождения. Как видно из данного рисунка практически все скважины, за исключением трех (Внк-12, СВн-4, Э-119) укладываются в единую зависимость. Причем все три скважины, выпадающие из зависимости, вскрыли большие, нежели прогнозировалось, эффективные мощности пласта Нх-I. То есть, можно утверждать, что использование зависимости, приведенной на

рисунке 6.7, и полученной при условии отбраковки перечисленных выше скважин, позволяет прогнозировать изменение эффективной мощности пласта Нх-I, с вероятным ее занижением на отдельных участках.

По отношению к карте импедансов было решено данное уравнение, что дало возможность построить исходную карту эффективных толщин пласта Нх-I и выполнить прогноз зоны глинизации. После корректировки этой карты за значения эффективных толщин, установленных в скважинах, получена карта, использовавшаяся в дальнейшем при построении трехмерной геологической модели. Сопоставление карт импедансов и эффективных толщин пласта Нх-I приведено на рисунке 6.8.

Оценка характера статистических взаимосвязей сейсмических атрибутов и эффективных нефтенасыщенных толщин была произведена в соответствии с «Временным руководством...». Используя номограмму оценки вероятности корреляционной связи, рассчитанной по формуле А.М.Шурыгина (рис. 6.9), был определен истинный коэффициент корреляции и рассчитаны стандартные отклонения по формуле:

$$\delta = \sqrt{D} = \sqrt{\sum (Y_p - Y_u)^2 / (N - m)}, \quad (3.1)$$

где: δ - стандартное отклонение;

D - дисперсия;

Y_p - значение прогноза по уравнению регрессии;

Y_u - исходные значения прогноза;

N - число скважин; m - порядок уравнения.

В результате истинные значения коэффициентов корреляции и стандартные отклонения оказались равны;

– для группы пластов Як(III-VII)- 0,7, $\delta=12,63$ м;

– для пласта Нх-I – 0,78, $\delta=3,37$ м;

– для группы пластов Нх(III-IV)- 0,62, $\delta=13,35$.

Таким образом, хотя истинное значение коэффициента корреляции для пластов Як(III-VII)и Нх(III-IV) находится в пределах поля допустимой

вероятности, однако значения стандартных отклонений для пластов Нх(III-IV) и Як(III-VII) превышает 12 м, что подтверждает правильность заключения о невозможности использовать импедансы для прогноза мощностей данных пластов.

Прогноз для пласта Нх-I находится в зоне высокой достоверности.

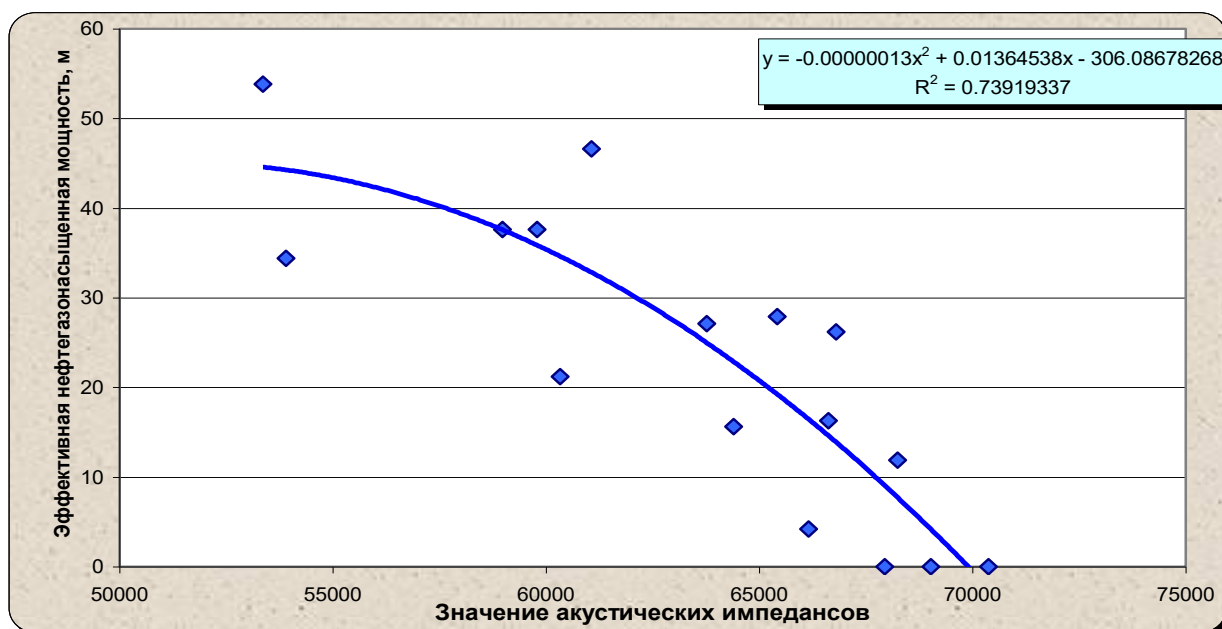


Рис. 6.3 Связь акустических импедансов и суммарных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Як-III-VII

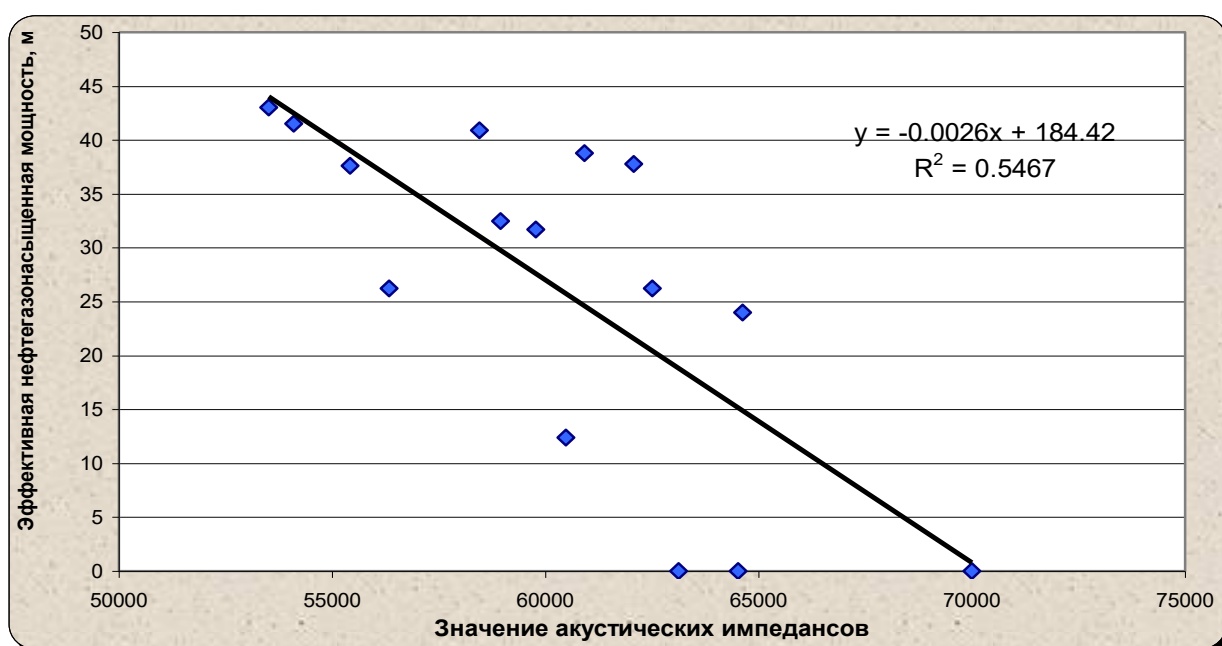


Рис. 6.4 Связь акустических импедансов и суммарных эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-III-IV

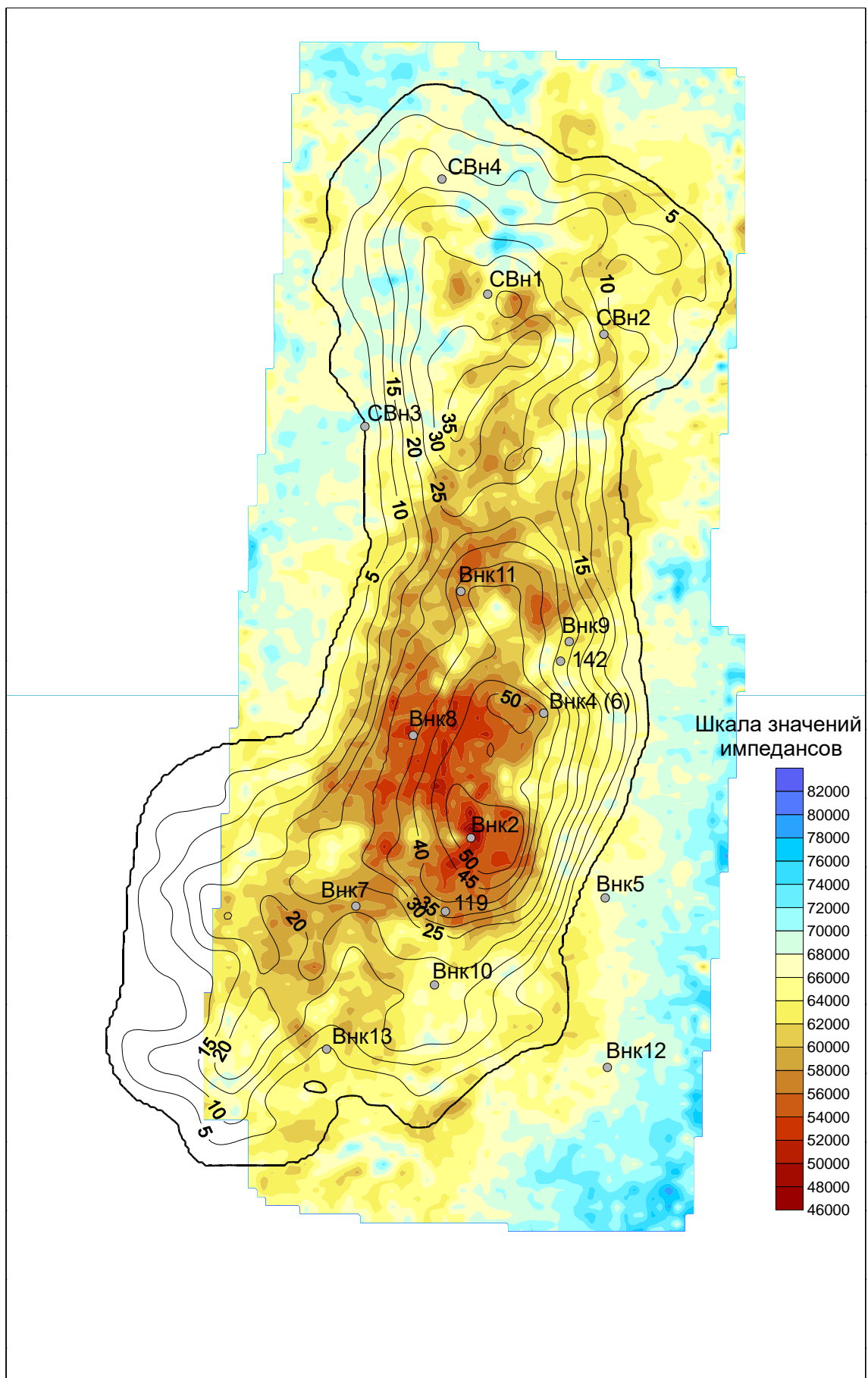


Рис. 6.5 Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Як-III-VII

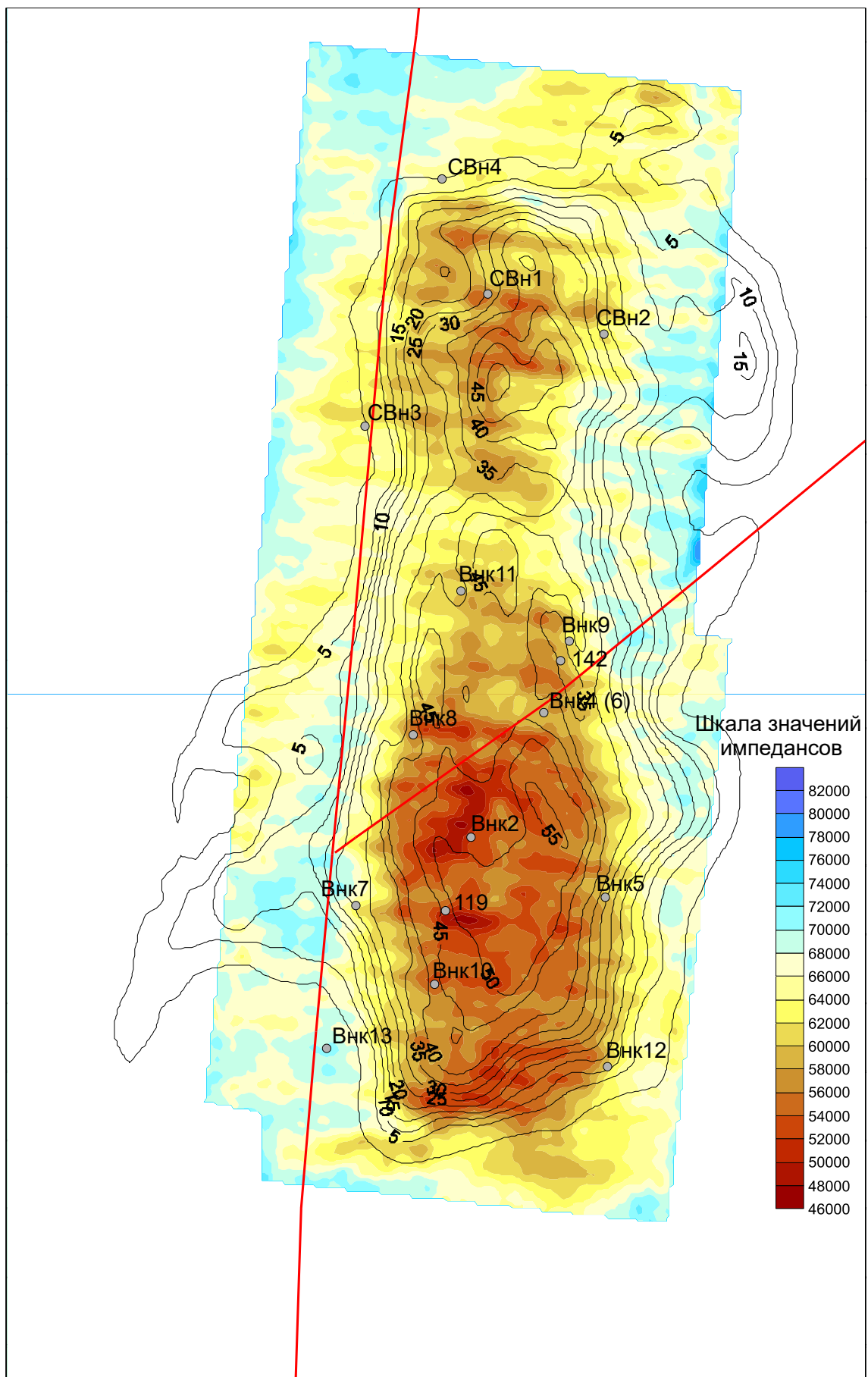


Рис. 6.6 Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-III-IV

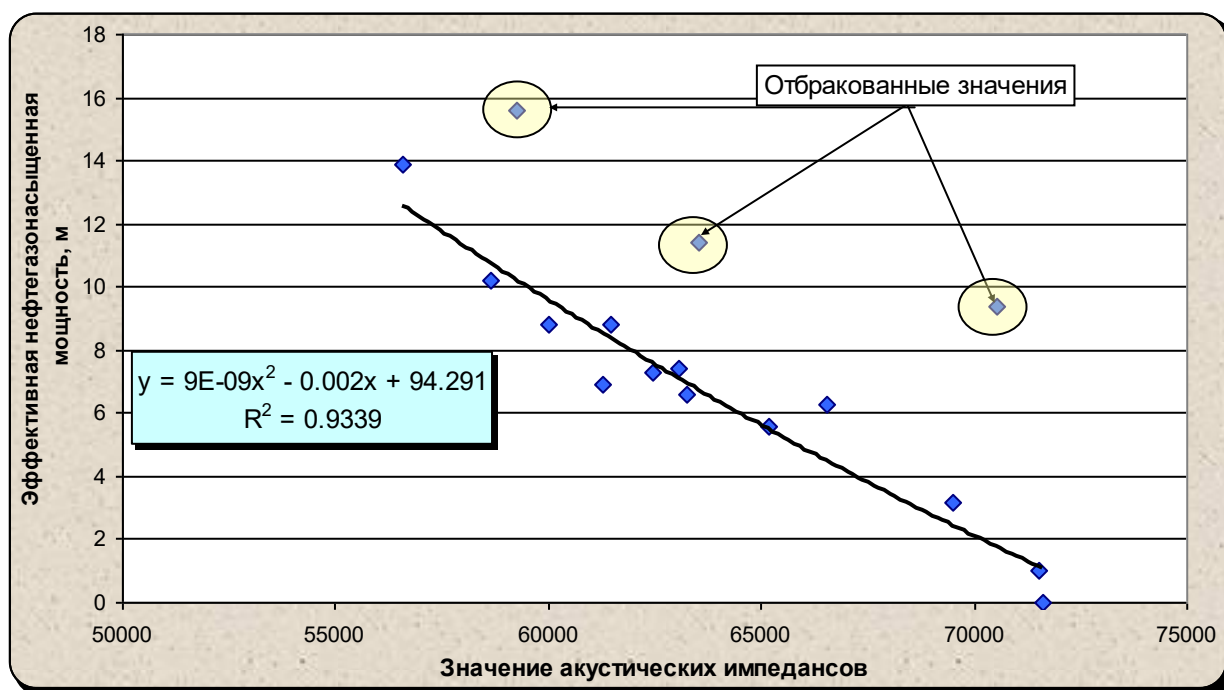


Рис. 6.7 Связь имедансов и эффективных мощностей пласта Нх-I

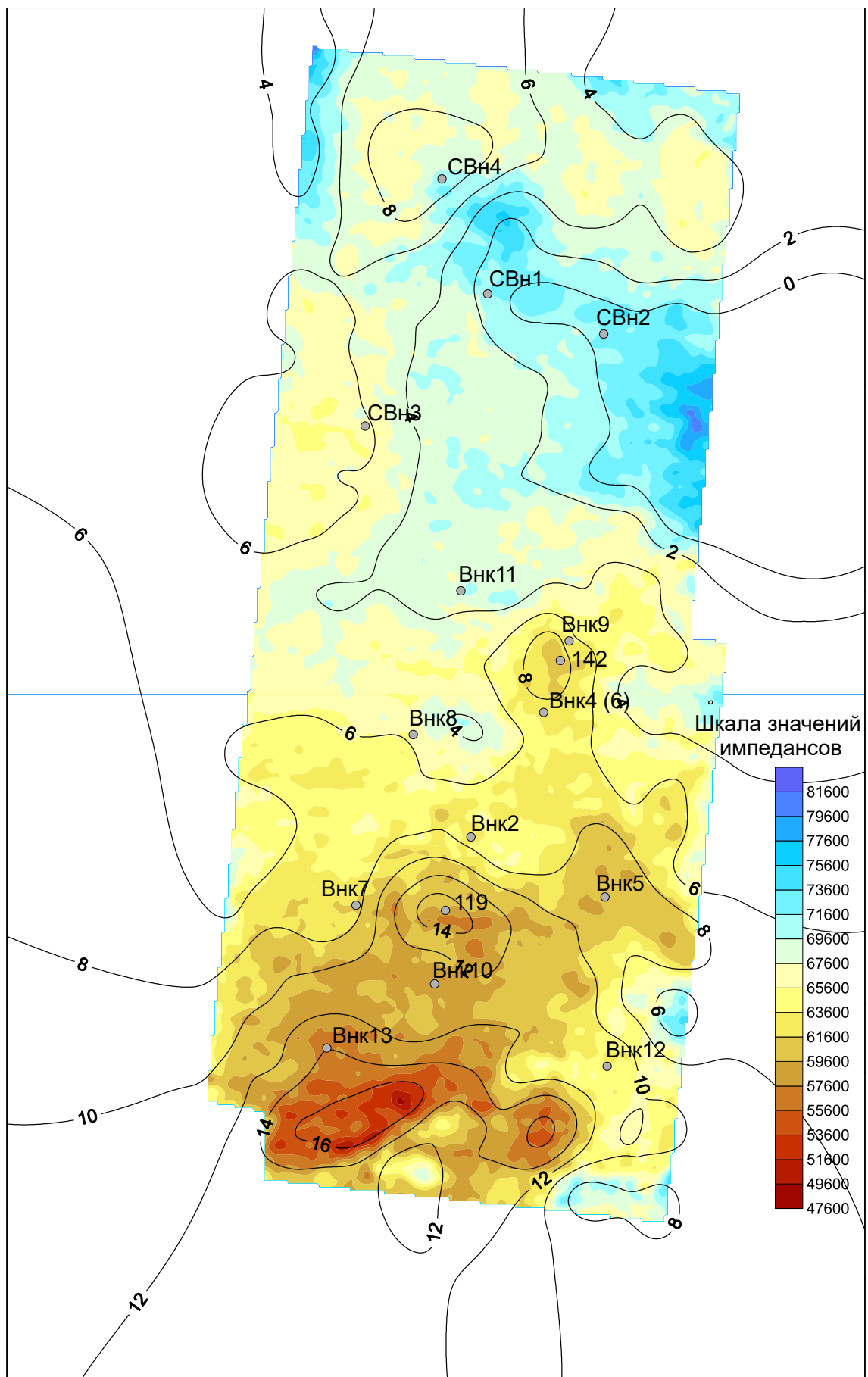


Рис. 6.8 Совмещение карт импедансов и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пласта Нх-I

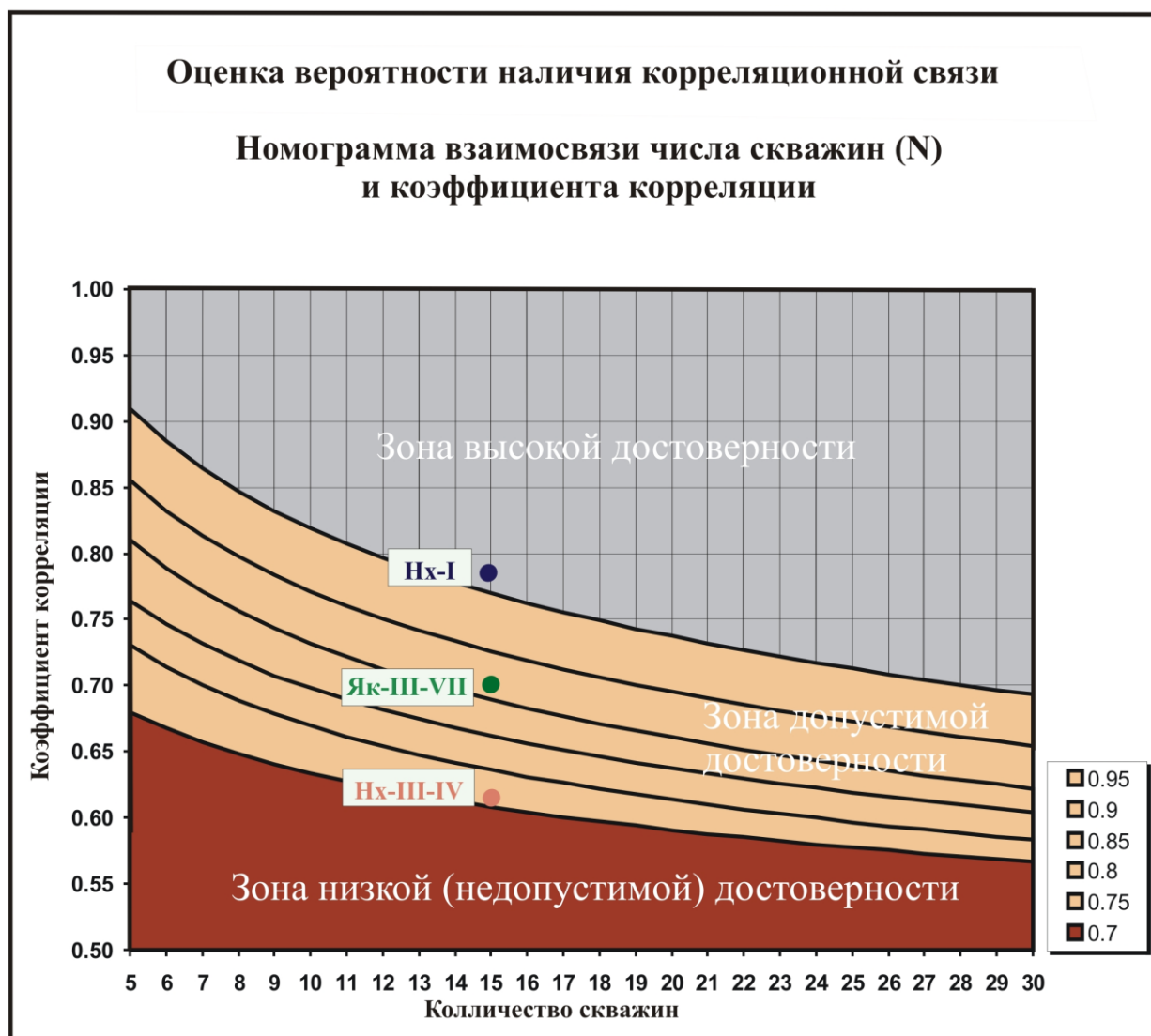


Рис. 6.9 Оценка вероятности наличия корреляционной связи

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основной задачей данного раздела является составление сметы для расчета стоимости комплекса геофизических исследований скважин (ГИС).

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

7.1 Организационно-экономический раздел

Виды и объемы проектируемых работ для одной скважины приведены в таблице 7.1

Таблица 7.1 Виды и объемы проектируемых работ

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
1	2	3	4	5	6
1	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	3250	500	3250
2	Кавернометрия	1:500	3250	500	3250
3	Профилеметрия	1:200	3250	500	3250
4	Микрокаротаж	1:200	3250	500	3250
5	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	3250	500	3250
6	Боковой каротаж (БК)	1:200	3250	500	3250
7	ВИКИЗ зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	3250	500	3250
8	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	3250	500	3250
9	Акустический каротаж (АК)	1:200	3250	500	3250
10	Гамма каротаж (ГК)	1:200	3250	500	3250
11	Резистивиметрия	1:200	3250	500	3250
12	Инклинометрия	Через 20 м	3250	500	3250
13	Нейтронно-гамма каротаж (НГК)	1:200	3250	500	3250
14	ГГКП	1:200	3250	500	3250

7.2 Смета расходов на проектируемые работы

Расчет затрат времени для одной скважины приведены в таблице 7.2

Таблица 7.2 расчет затрат времени

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2- 49	ед. изм.	Итого времени на объём, мин.
		Ед. изм.	Кол-во			
1	Стандартный каротаж	м	3750	3	мин/100м	112,5
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
3	ПС	м	3250	3	мин/100м	97,5
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
5	Кавернометрия	м	3250	3,7	мин/100м	120,25
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
7	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	325	1,4	мин/тчк	455
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
9	Микрокаротаж	м	2750	8,1	мин/100м	222,75
10	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	39	мин/опер	39
11	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	2750	8,1	мин/100м	222,75
12	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	39	мин/опер	39
13	Боковой каротаж (БК)	м	2750	3,3	мин/100м	90,75
14	Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
15	БКЗ	м	2750	3	мин/100м	82,5
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
17	Индукционный каротаж (ИК)	м	2750	4,1	мин/100м	112,75
18	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
19	Акустический каротаж	м	2750	10,8	мин/100м	297

Продолжение таблицы 7.2

20	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опер	54
21	РК(ГК, НГК)	м	3250	30	мин/100м	975
22	РК(ГК, НГК)	м	2750	10,2	мин/100м	280,5
23	Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
24	Резистивиметрия	м	2750	3	мин/100м	82,5
25	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
26	СПК	м	35837	1,18	мин/100м	422,88
27	ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
28	Проезд	км	410	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	779
29	Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
30	Итого	На запись диаграммы:				3671,25
		Всего:				5705,13

Расчет затрат труда для одной скважины приведен в таблице 7.3

Таблица 7.3 Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49 .	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
1	Стандартный каротаж	м	3750	0,18	чел-час/100м	6,75	0,12	чел-час/100м	4,5
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34

Продолжение таблицы 7.3

3	ПС	м	3250	0,18	чел- час/100м	5,85	0,12	чел- час/100м	3,9
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
5	Кавернометрия	м	3250	0,22	чел- час/100м	7,15	0,15	чел- час/100м	4,785
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2,94	чел- час/опер	2,94	1,96	чел- час/опер	2,94
7	Инклинометрия (через 20 м)	тчк	325	0,084	чел- час/тчк	0,273	0,056	чел- час/тчк	0,182
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел- час/опер	1,02	0,68	чел- час/опер	1,02
9	Микрокаротаж	м	2750	0,49	чел- час/100м	13,475	0,32	чел- час/100м	8,8
10	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
11	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	2750	0,49	чел- час/100м	13,475	0,32	чел- час/100м	8,8
12	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
13	Боковой каротаж (БК)		2750	0,2	чел- час/100м	5,5	0,13	чел- час/100м	3,575
14	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
15	БКЗ	м	2750	0,18	чел- час/100м	4,95	0,12	чел- час/100м	3,3
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2,34	чел- час/опер	2,34	1,56	чел- час/опер	2,34
17	Индукционный каротаж (ИК)	м	2750	0,25	чел- час/100м	6,875	0,16	чел- час/100м	4,4

Продолжение таблицы 7.3

18	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
19	Акустический каротаж (АК)	м	2750	0,65	чел-час/100м	17,875	0,43	чел-час/100м	11,825
20	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24
21	РК(ГК, НГК)	м	3250	1,8	чел-час/100м	58,5	1,2	чел-час/100м	39
22	РК(ГК, НГК)	м	2750	0,61	чел-час/100м	16,775	0,41	чел-час/100м	11,275
23	Вспомогательные работы при РК	опер	1	5,25	чел-час/опер	5,25	3,5	чел-час/опер	5,25
24	Резистивиметрия	м	2750	0,18	чел-час/100м	4,95	0,12	чел-час/100м	3,3
25	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
26	СПК	м	35837	0,07	чел-час/100м	25,086	0,05	чел-час/100м	19,92
27	ПЗР	опер	1	6,72	чел-час/опер	6,72	4,48	чел-час/опер	6,72
28	Проезд	км	410	0,114	чел-час/км	46,74	0,076	чел-час/км	31,16
29	Тех дежурство	парт-ч	12	3,6	чел-час/парт-ч	43,2	2,4	чел-час/парт-ч	43,2
На запись диаграмм: чел-час.						193,568			138,812
Всего: чел-час.						315,314			239,812

Общие затраты труда на запись диаграмм составляют 332,38 чел-час. Общие затраты труда составляют 555,126 чел-час.

Таблица 7.4 Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Категория	Трудо- затраты	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Пре- миаль- ные %	Итого с учётом премии
Начальник партии	12	0,5	8000	1,3	1,3	6760	40	9464
Геофизик	8	1,5	7200	1,3	1,3	18252	40	25552,8
Техник геофизик	7	0,9	6200	1,3	1,3	9430,2	30	12259,26
Каротажник	6	0,5	6200	1,3	1,3	5239	30	6840,7
Сметчик	8	2	5400	1,3	1,3	18252	40	23727,6

Итого: 77844,36 руб.

Дополнительная заработанная плата: 6149,7 руб.

Фонд заработной платы: 83994,06 руб.

Отчисления во внебюджетные фонды: 29901,9 руб.

Стоимость проектно-сметных работ: 120045,6 руб.

Сметные расчеты на проектируемые виды работ комплексной геофизической партии для одной скважины представлена в таблице 7.5

Таблица 7.5 Сметные расчеты на проектируемые виды работ

№	Вид работ	Объём		Стоимос ть каротаж а	Ед. изм.	Стоимос ть объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол- во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	м	3750	22,6	руб/100 м	847,5	3,38	1,2	3881,6
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	1091,1
3	ПС	м	3250	22,6	руб/100 м	734,5	3,38	1,2	3364
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	1091,1
5	Кавернометрия	м	3250	22,91	руб/100 м	744,58	3,38	1,2	3410,2
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	119,8
7	Инклинометрия (через 20 м)	тчк	325	5,24	р/тчк	1703	3,38	1,2	7799,7
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,38	1,15	290,7
9	Микрокаротаж	м	2750	53,77	руб/100 м	1478,68	3,38	1,2	6772,4
10	Вспомогательные работы при микрокаротаже	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,38	1,15	967,7
11	Боковой микрокаротаж (БМК)	м	2750	53,77	руб/100 м	1478,68	3,38	1,2	6772,4
12	Вспомогательные работы при БМК	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,38	1,15	967,7
13	Боковой каротаж (БК)		2750	24,83	руб/100 м	682,83	3,38	1,2	3127,4
14	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	1091,1

Продолжение таблицы 7.5

15	БКЗ	м	2750	22,6	руб/100 м	621,5	3,38	1,2	2846,5
16	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	1091,1
17	Индукционный каротаж (ИК)	м	2750	27,53	руб/100 м	757,1	3,38	1,2	3467,5
18	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/опер	295,4	3,38	1,15	1338,2
19	Акустический каротаж (АК)	м	2750	72,14	руб/100 м	1983,85	3,38	1,2	9086
20	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,15	1331,4
21	РК(ГК, НГК)	м	3250	170,97	руб/100 м	5556,5	3,38	1,2	25448,8
22	РК(ГК, НГК)	м	2750	113,99	руб/100 м	3134,7	3,38	1,2	14356,9
23	Вспомогательные работы при РК	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,38	1,15	1592,1
24	Резистивиметрия	м	2750	22,6	руб/100 м	621,5	3,38	1,2	2846,5
25	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	1091,1
26	СПК	м	35837	7,34	руб/100 м	2630,4	3,38	1,75	13494
27	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/опер	573,35	2,93	1,15	2339,3
28	Проезд	км	410	15,49	р/км	6350,9	1,51	1,15	16893,4
29	Тех дежурство	парт-ч	12	257,7	р/парт-ч	3092,4	2,28	1,15	10606,9
30	Итого:								149576,5

В итоге получилось, что полная стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией для одной скважины – 149576,5 руб. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Тогда стоимость камеральных работ составляет – 149576,5 руб.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В административном положении Ванкорское месторождение углеводородов расположено на территории Туруханского района Красноярского края.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода 8 месяцев – с октября по май. Среднегодовая температура воздуха отрицательная -10°C -11°C . Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле $+16^{\circ}\text{C}$, в отдельные дни до $+30^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль: средняя температура -26°C , а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C .

8.1. Производственная безопасность

Опасные и вредные факторы производственного процесса – это факторы трудовой деятельности, которые оказывают негативное воздействие на общее состояние здоровья и самочувствия человека. Они бывают двух видов:

- Вредные. Факторы производственной среды, приводящие к появлению заболеваний или усугубляющие уже имеющиеся у работника заболевания.
- Опасные. Условия труда, которые могут привести к травмам и летальным исходам.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 8.1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [5].

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой этап	Камеральные работы	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.548-96
Превышение уровня шума	+	+	СП 60.13330.2012
Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.003-2015
Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СНиП 23-05-95 СП 52.13330.2011 ГОСТ 12.1.030-81
Поражение электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-2009 ГОСТ 12.1.038-82
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

8.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Климатические условия в районе проведения работ можно охарактеризовать как суровые, до - 57°С зимой, летом до +30°С (весной дожди). Поскольку полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно усложняют обслуживания скважин, создавая дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. Проведение ГИС

запрещается во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, потому что в таких условиях весьма вероятно, что могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы используются следующие СИЗ: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

Таблица 8.2 запрещение работы на открытом воздухе в зимний период

Скорость ветра, V м/с	Температура, t ⁰ C
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
>20	0

2. Повышенные уровни шума

При геофизических исследованиях в поисковых скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Основными источниками шума при работе являются: каротажный подъемник, дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [6] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [7]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Нормирование по *предельному спектру шума* является основным для постоянных шумов. *Предельный спектр шума* – это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.3 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 8.3 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2015)

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

Эквивалентный уровень шума – основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

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) [5];
- 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).

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице 8.4. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 8.4 – Нормы искусственного освещения (СНиП 23-05-95) [8]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких

теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Камеральные работы

1. 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 ГОСТ 12.1.005-88 [9] и СанПиН 2.2.4.548-96 [10]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

На организм человека большое влияние оказывает относительная влажность воздуха. Скорость движения воздуха также оказывает влияние на функциональную деятельность человека.

Таблица 8.5 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	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 8.5 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.52.13330.2011 [11]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП 52.13330.2011 [11]. 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.

Рекомендуется левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. 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 [11]. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

8.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению предусмотрены ГОСТ 12.0.003-74 [12]

Полевой этап

1. Поражение электрическим током

Опасность поражения током при проведении полевых работ 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 [13], ГОСТ 12.1.019-2009 [14], ГОСТ 12.1.038-82 [15]).

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.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [16], ГОСТ 12.4.125-83 [17] ГОСТ 12.2.003-91 [18]).

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

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 неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). 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.

Камеральный этап

1. Поражение электрическим током

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

Инженер - интерпретатор работая с 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 [15].

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [13], ГОСТ 12.1.019-2009 [14], ГОСТ 12.1.038-82 [15]).

Согласно ПУЭ [19] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. 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 [13].

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 [15].

8.4 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 участка работ необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства [20], т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ может произойти влияние геофизических работ 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;
- хозбытовых стоков;
- продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя.

Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, должны быть обвалены грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью должны быть оборудованы канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков рекомендуется оборудовать туалеты и выгребные ямы-накопители.

Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество. Может произойти нарушение почвенно-растительного слоя, лесного хозяйства и растительного сообщества 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.

На всех нарушенных землях необходимо произвести рекультивацию. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени необходимо использовать просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

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

По ГН 2.2.5.1313-03 [21] 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 [22]).

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ (РВ) Радиационными авариями при проведении ГИС и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах являются события, обусловленные неисправностями технических средств, неправильными действиями работников, стихийными природными воздействиями или иными причинами, вызывающие потерю источника ионизирующего излучения, которая может привести или приводит к облучению людей выше установленных норм или радиоактивному загрязнению окружающей среды.

К наиболее радиационно-опасным авариям относят:

- обрыв прибора и оставление источника ионизирующего излучения в скважине;
- повреждение источника, аварийно-оставленного в скважине;
- потерю источника в пути следования к месту проведения работ или при временном хранении на скважине;
- разрушение (разгерметизация) содержащих радиоактивные изотопы транспортируемой активационной установки, емкости с меченой жидкостью или линий обвязки устья скважины, с использованием которых производится их закачка в скважину.

Перечень возможных радиационных аварий для конкретных условий работы с ионизирующими источниками и радиоактивными веществами заблаговременно согласовывается с органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

Ликвидация радиационных аварий осуществляется силами нефтяной, газовой и геофизической организаций по индивидуальному плану, согласованному с региональными органами государственного санитарно-эпидемиологического надзора, Госатомнадзора России, МПР России при участии в случае необходимости сил и средств МЧС России.

Обеспечение радиационной безопасности при ликвидации аварии должно регламентироваться отраслевой инструкцией, разработанной на основе требований СП 2.6.1.799-99. [23]

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации.

К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

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

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

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

Скважина должна быть обесточена.

Наиболее вероятной ЧС является *пожар на рабочем месте*, 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) [24].

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.

Вывод: Проанализировали вредные и опасные производственные факторы, которые могут влиять на работу геофизика. К основным вредным факторам, которые могут влиять на состояние здоровья и работоспособность геофизика, относятся: отклонение показателей микроклимата, повышенный уровень шума, недостаточная освещенность место работы. К основным опасным факторам относятся: электрический ток, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Проанализировав производственные факторы, привели рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снизить уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрены вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и рекомендации по его снижению.

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 Ванкорском месторождении. На основании данного проведенного анализа построена физико-геологическая модель проектируемой скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС.

Специальная часть посвящена использованию результатов динамической обработки сейсморазведки 3D для уточнения модели строения месторождения.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен сметный расчет по видам работ комплексной геофизической партии на Ванкорском месторождении.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список использованной литературы

1. Общий курс геофизических исследований скважин Д.И. Дьяконов Е.И. Леонтьев, Г.С. Кузнецов москва 1984-432с
2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН: справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г.МАР-ТЫНОВА, Н.Е.ЛАЗУТКИНОЙ, М.С.ХОХЛОВ О В О Й .М.: Инфраинженерия, 2009. - 960 С.
3. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.
4. ПОСН 81-2-49. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ»
5. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
6. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.: – 2014. – 27 с.
7. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
8. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
9. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
10. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
11. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
12. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
13. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.

15. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
16. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.
17. ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
18. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
20. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016).
21. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
22. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. – 67с.
23. СП 2.6.1.799-99 Ионизирующее излучение, радиационная безопасность. Основные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)
24. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.