

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

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Северного нефтяного месторождения (ХМАО-Югра)

УДК 553.982:550.832(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Стариков Николай Вячеславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Соколов Степан Витальевич	к.г – м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев Виталий Валерьевич	к.г – м.н.		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломный проект
------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Стариков Николай Вячеславович

Тема работы:

<b>Геофизические методы исследования скважин с целью оценки их технического состояния на Уренгойском газовом месторождении (ЯНАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-49/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

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

<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района работ.</li> <li>2. Схема изученности сейсморазведкой и поисково-разведочным бурением. Месторождение «Северное»</li> <li>3. Фрагмент схематической структурно-формационной карты фундамента Центральной части Западно-Сибирской плиты под ред. В.С. Суркова, 1998 г</li> <li>4. Сводная стратиграфическая схема свода</li> <li>5. Часть тектонической карты Западно-Сибирской плиты</li> <li>6. Продуктивный пласт ВК1</li> <li>7. Схема направления линии геологического разреза</li> <li>8. Каротажная сборка скважины 770П</li> <li>9. Структурная карта с запроектированными скважины</li> <li>10. Физико-геологическая модель</li> <li>11. Распределения и сопоставления параметров апс и Jгк для коллекторов и неколекторов</li> <li>12. Сопоставления параметров апс для коллекторов и неколекторов</li> <li>13. Сопоставления параметров Jгк для коллекторов и неколекторов</li> <li>14. Сопоставление определенных значений коэффициента пористости песчаных прослоев викуловских отложений</li> <li>15. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости</li> <li>16. Палетки РАГ</li> <li>17. Каротажная сборка по ГИС и ГТИ</li> <li>18. Карта сегментирования рынка услуг</li> </ol>
---	---

<p align="center"><b>Консультант по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p align="center"><b>Раздел</b></p>	<p align="center"><b>Консультант</b></p>
<p align="center"><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p align="center">Маланина В.А., доцент, к.э.н</p>
<p align="center"><b>Социальная ответственность</b></p>	<p align="center">Гуляев М.В., старший преподаватель</p>

<p align="center"><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Учена степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Соколов Степан Виальевич	к.г.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2271	Стариков Николай Вячеславович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2271	Стариков Николай Вячеславович

<b>Школа</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Направление/специальность</b>
Специалитет	21.05.03 «Технология геологической разведки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами по городу Сургуту. Оклады в соответствии с окладами сотрудников ПАО «Сургутнефтегаз».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	районный коэффициент- 1,7; накладные расходы – 5%; норма амортизации 19,8%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

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

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

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

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Маланина В. А.	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2271	Стариков Николай Вячеславович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b> 2271		<b>ФИО</b> Стариков Николай Вячеславович	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОГ</b>
<b>Уровень образования</b>	специалитет	<b>Направление/специальность</b>	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Северного нефтяного месторождения (ХМАО-Югра)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b> Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объектом исследования являются проектные скважины №999 и №998, на месторождении Северном, находящемся на стадии разведки. Поставлены задачи по определению продуктивности горизонта. Выбор комплекса ГИС основывается исходя из поставленных задач. Полевой этап предполагается проводить для спуска-подъема записывающего оборудования на открытом воздухе. Камеральная работа будет заключаться в вычислении результатов плановых измерений.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</b> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</b>	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов - отклонение показаний микроклимата; - повышенный уровень шума; - отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - производственные факторы, связанные с электрическим током; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
<b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b>	- анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; - решение по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b>	- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</li> <li>- пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Стариков Николай Вячеславович		



## Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

- АК – акустический каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажного  
изопараметрического зондирования;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГГКп – гамма-гамма каротаж плотностной;
- ГК – гамма каротаж;
- Гк – газовый каротаж;
- ГТИ – геолого-технологические исследования;
- ИК – индукционный каротаж;
- КВ - кавернометрия;
- КМПВ – корреляционный метод преломленных волн;
- МБК – микробоковой каротаж;
- МГЗ – метод микроградиентного зондирования;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- МОВ – метод отраженных волн;
- МОГТ – метод общей глубинной точки;
- МПЗ – метод микропотенциального зондирования;
- НГР – нефтегазоносный район;
- ННКТ – нейтрон-нейтронный каротаж;
- ПС – метод собственно поляризации;
- ПЗ – потенциал зонд;
- РК – радиоактивный каротаж;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ФГМ – физико-геологическая модель;
- УВ – углеводороды;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 18 рис., 18 табл., 36 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, Северное месторождение, Аптский нефтегазовый комплекс, ХМАО-Югра, скважина, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор.

Объект исследования: являются проектные скважины №999 и №998 глубиной 2900 м на месторождении Северном.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины для уточнения контуров залежи и определения фильтрационно-емкостных свойств.

Задачи данного проекта сводятся к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения поставленных геологических задач.

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.

Специальное исследование посвящено сравнительному анализу определения характера насыщения по методам ГИС и газового каротажа.

В экономическом разделе проведен анализ потенциальных потребителей и построен SWOT-анализ. Рассчитана стоимость проекта, которая составила 22043445,4 рублей.

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

Final qualifying work 95 pages, 25 figures, 18 tables, 19 sources.

Keywords: geophysical research complex, Severnoye field, Aptsky oil and gas complex, Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra, borehole, filtration and capacitance properties, collector.

Object of study: are design wells No. 999 and No. 998 with a depth of 2900 m at the Severny deposit.

The purpose of the work: designing a complex of geophysical surveys in an open hole to refine the contours of the deposit and determine the reservoir properties.

The tasks of this project are reduced to the substantiation of a complex of geophysical studies to solve the set geological problems.

Based on the analysis of previously performed geological and geophysical studies, a physical and geological model was built and a set of methods was determined for solving the set geological problems, including electrical, radioactive, acoustic methods.

A special study is devoted to a comparative analysis of determining the nature of saturation using well logging and gas logging methods.

In the economic section, an analysis of potential consumers was carried out and a SWOT analysis was built. The cost of the project was calculated, which amounted to 22043445.4 rubles.

The section "Social responsibility" considers possible harmful and dangerous production factors in the performance of 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.

Оглавление	
РЕФЕРАТ .....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. Общие сведения об объекте исследования.....	14
1.1 Географо-экономический очерк .....	14
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность .....	16
2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования.....	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез .....	18
2.2 Тектоника.....	26
2.3 Нефтегазоносность .....	29
2.4 Петрофизическая характеристика разреза .....	32
2.5 Сейсмологическая характеристика .....	34
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....	37
4. Основные вопросы проектирования .....	42
4.1 Задачи геофизических исследований.....	42
4.2 Обоснование объекта исследований .....	42
4.3 Физико-геологическая модель исследования .....	43
5. Методические вопросы.....	45
5.1 Методика проектных, геофизических работ .....	45
5.2 Интерпретация геофизических данных .....	47
6. Сравнительный анализ характера насыщения по ГИС и ГТИ .....	55
6.1 Оценка характера насыщенности по газовому каротажу .....	55
6.2 Оценка характера насыщенности по ГИС .....	58
6.3 Сравнительный анализ насыщенности по ГИС и Гк .....	59
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
8. Социальная ответственность .....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

## ВВЕДЕНИЕ

Ближайшие несколько лет Западно-Сибирская нефтегазовая провинция будет являться крупнейшим поставщиком сырья для топливно-энергетического комплекса России. Месторождение Северное расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра Тюменской области Октябрьского района, который до сих пор остается крупнейшим нефтепромысловым районом Западной Сибири.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в разведочных скважинах для уточнения контуров залежи на Северном месторождении.

Объектом исследования является пласт-коллектор ВК1 Викуловской свиты, нижнего отдела Меловой системы.

Основной задачей является изучение геологического строения территории исследования, выполнение анализа ранее выполненных геофизических работ в скважинах изучаемого месторождения. Построение физико-геологической модели проектного объекта позволит сделать выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач. В методической части работы приводится технология проведения исследований и приемы интерпретации полученных результатов.

В специальной части выпускной квалификационной работы производится сравнительный анализ методов определения характера насыщения по ГИС и ГТИ.

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

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных факторов на производстве и рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, а также пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

## 1. Общие сведения об объекте исследования

### 1.1 Географо-экономический очерк

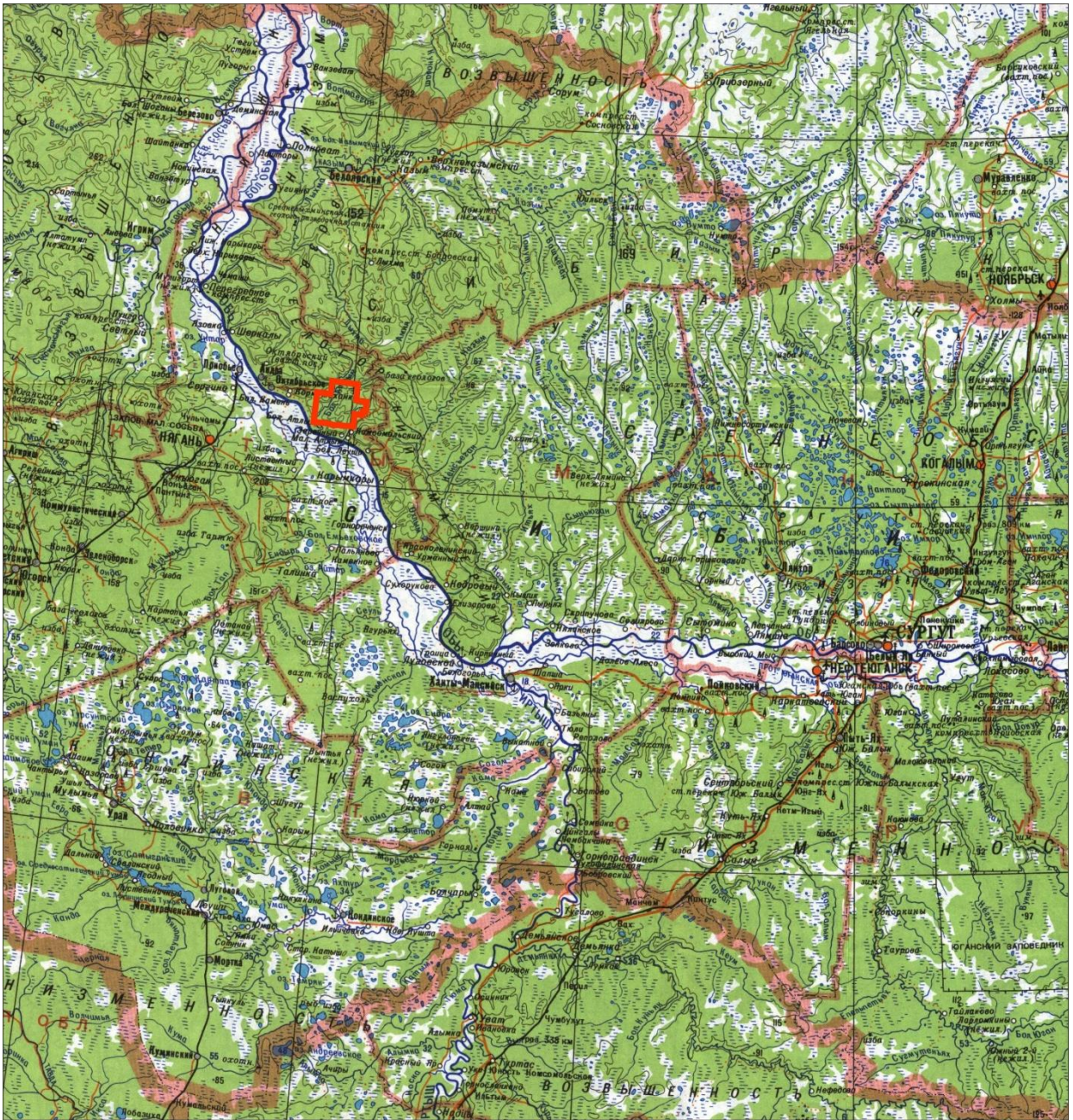
В административном отношении месторождение находится в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Географическое положение месторождения – западный склон возвышенности Белогорский Материк, западное окончание Сибирских Увалов, в центральной части Западно-Сибирской равнины (рис.1.1.1).

В орографическом отношении территория представляет собой возвышенность, сильно расчлененную узкими глубокими речными долинами с крутыми склонами, оврагами и ложбинами. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +30 м до +170 м.

Гидрографическая сеть представлена правыми притоками реки Обь: Большой Атлым, Малый Атлым, а также их притоками.

Населенные пункты в пределах участка работ отсутствуют. К югу от участка на расстоянии 18-23 км расположены поселки: Большой Атлым, Комсомольский, Заречный, Малый Атлым, действует речной порт. В 61 км к юго-западу от участка расположен город Нягань, в котором находится аэропорт и железнодорожная станция. Дорожная сеть представлена автозимниками и грейдерированными лесовозными дорогами, в 5 км к югу – с твердым покрытием. К западу, юго-западу от участка работ проходит нефтепровод, газопровод, проложена линия электропередач.





Масштаб 1:2 500 000

Условные обозначения:

НАСЕЛЕННЫЕ ПУНКТЫ

Городского типа

- **СУРГУТ** от 50 000 до 100 000 жителей
- **КОГАЛЫМ** от 10 000 до 50 000 жителей
- **Лянтор** от 2 000 до 10 000 жителей

Сельского типа

- **Лямно** от 1 000 до 2 000 жителей
- **Горный** менее 1 000 жителей
- **изба** Отдельные строения

РЕЛЬЕФ

- Горизонтали
- 59 Отметки высот, м
- 60 Отметки глубин, м

ГИДРОГРАФИЯ

- ~ Реки
- Озера
- ≡ Болота

ИНФРАСТРУКТУРА

- Железные дороги
- Автомобильные дороги
- ↕ / ↗ Речные порты / аэропорты
- ▲ Месторождения нефти

ГРАНИЦЫ

- субъектов РФ
- районов
- контур участка недр федерального значения

Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта района работ



## 1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Исследуемая территория покрыта геолого-морфологической съемкой масштаба 1:1000000, по результатам которой составлена государственная геологическая карта масштаба 1:1000000 и аэромагнитной съемкой масштабов 1:1000000, 1:200000, 1:50000. В 1965-1970 гг. ГГУ и МГУ проводили инженерно-геологические изыскания в масштабе 1:200000.

В 1976-1977 гг. ЗапСибНИГНИ проводил изучение геологического строения современных отложений Белогорского материка.

В 1977 году южнее изучаемой территории проведены работы КМПВ, по результатам которых установлено блоковое строение фундамента, осложненное дизъюнктивными дислокациями.

В 1982-1983 гг. проведена аэрогеологическая съемка масштаба 1:200000.

Весь район исследован площадными работами МОВ, МОВ ОГТ, МОГТ масштаба 1:100000, 1:50000. В результате этих работ выявлены крупные поднятия I и II порядка, а также локальные поднятия III и IV порядков и подготовлены к поисковому бурению. Плотность сейсмических исследований на участке недр составила 1,21 пог. км/км<sup>2</sup>.

В пределах участка недр федерального значения закончено строительство 15 скважин: 717Р, 719П Рогожниковской площади и 761П, 763П, 764П, 765П, 766П, 767П, 770П, 771П, 773П, 775П, 779П, 777П, 760 Северо-Рогожниковской площади, общим метражом 38324 м. Средняя глубина скважин составляет 2 555 м. Изученность участка глубоким бурением составляет 4,8 м/км<sup>2</sup>.

Схема геолого-геофизической изученности района и краткие сведения о выполненных работах приведены на рисунке 1.2.1



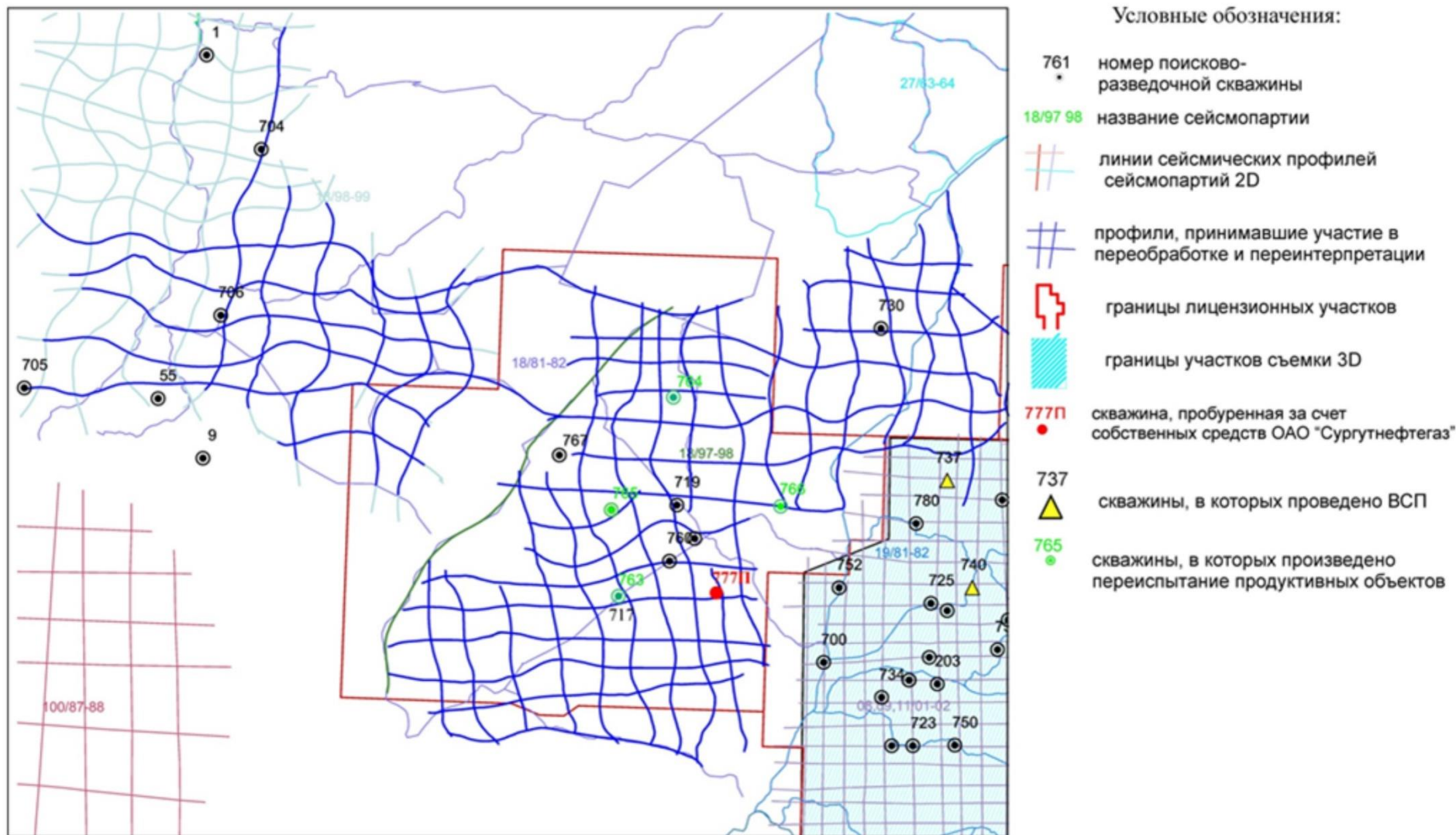


Рисунок 1.2.1 – Схема изученности сейсморазведкой и поисково-разведочным бурением. Месторождение «Северное»

## 2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования

### 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Территория месторождения приурочена к Западно-Сибирскому нефтегазоносному мегабассейну, в геологическом строении которого выделяются три структурно-формационных этажа. Нижний структурный этаж – нерасчлененный складчато-метаморфический протерозой-палеозойский комплекс.

Средний этаж представлен породами промежуточного комплекса, представленный кислыми эффузивами, базальтами и их туфами и реже терригенно-вулканогенными толщами, возраст пород соответствует нижнему триасу [1]. Особый интерес в данном комплексе представляют породы – коллектора «лава выветрелая», «кора выветривания», «туфы и перлиты», а также «кластолавы и лавобрекчии».

Нижний и средний структурные этажи традиционно объединяются в доюрское основание. Строение доюрских образований приведено согласно схематической структурно-формационной карте фундамента центральной части Западно-Сибирской плиты. Участок находится в пределах структурно-формационной зоны – Ханты-Мансийского массива (рис. 2.1.1).

Верхним структурным этажом являются мезозойско-кайнозойские ортоплатформенные осадки. Отложения осадочного чехла со стратиграфическим несогласием залегают на породах доюрского основания. Они представлены породами от юрских до четвертичных включительно. Стратиграфическая полнота разреза определяется рельефом фундамента. По данным поисково-разведочного бурения выделяются нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский, нижнемеловой (неокомско-нижнеаптский), верхнемеловой (апт-альб-сеноманский) и кайнозойский комплексы.

*Протерозойская (PR) – Палеозойская (PZ) эратемы.* Фундамент вскрыт скважинами №59Р Пальяновской и №790Р Рогожниковской примерно в 50 км к юго-востоку от рассматриваемого участка, а также скважинами на северо-восточной, юго-восточной и южной периферии Красноленинского

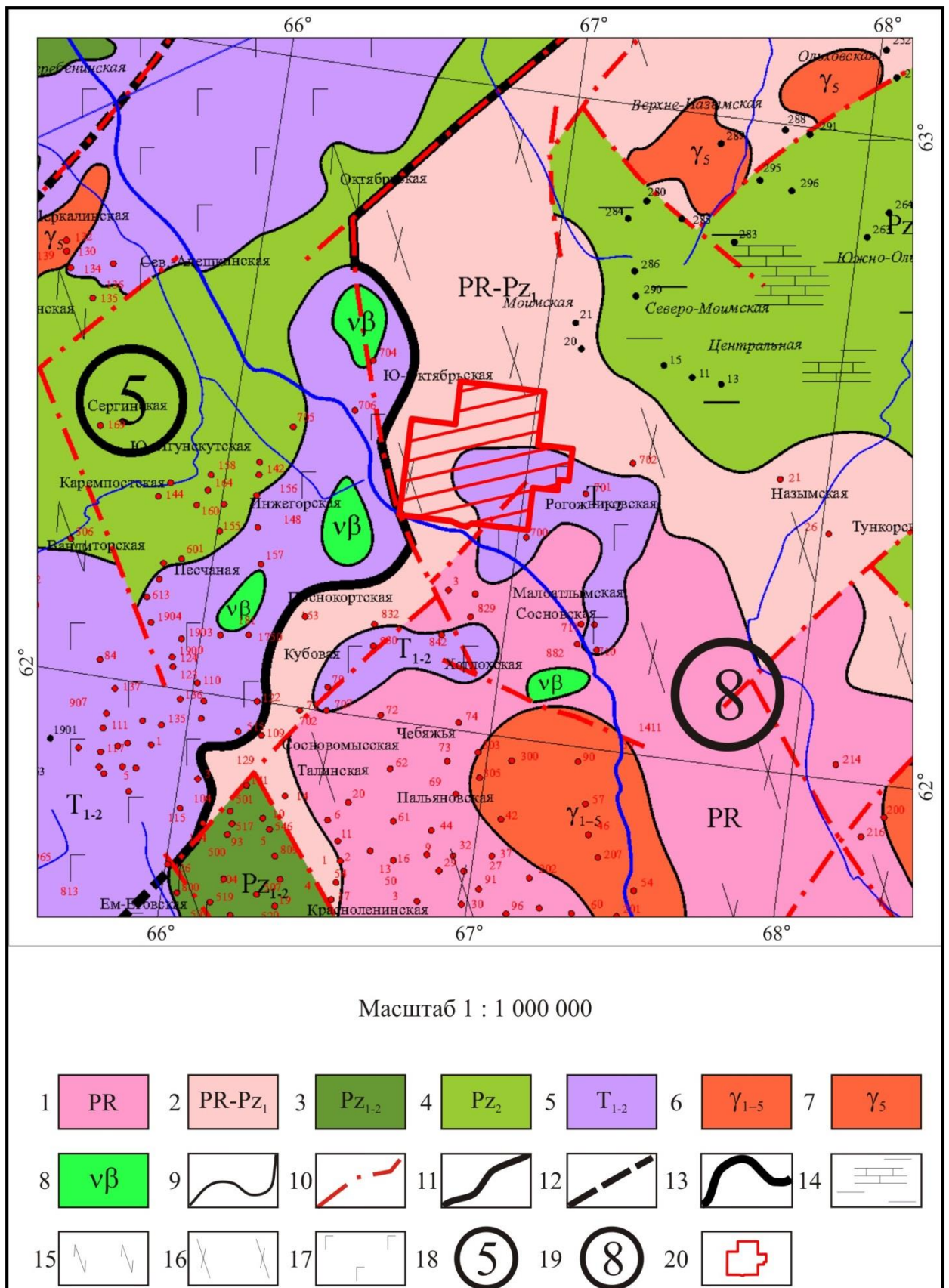


Рисунок 2.1.1 – Фрагмент схематической структурно-формационной карты фундамента Центральной части Западно-Сибирской плиты под ред. В.С.

Суркова, 1998 г



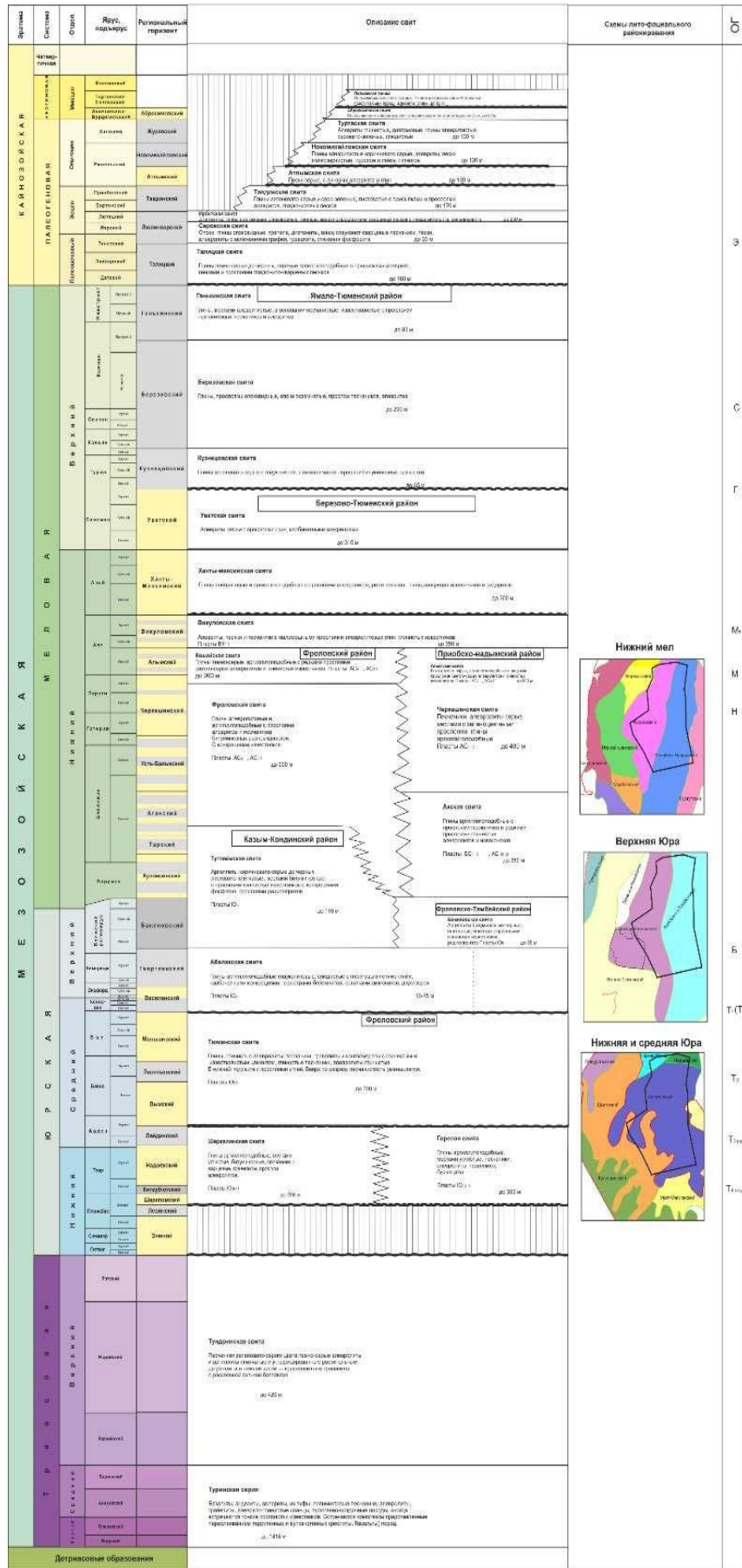


Рисунок 2.1.2 – Сводная стратиграфическая схема

свода – Галяновской, Ханты-Мансийской, Молодежной, Фроловской и других разведочных площадей.

В скважине №59Р вскрыты протерозойские образования, сложенные метаморфическими породами – гнейсами, кристаллическими сланцами, которые относятся к собственно кристаллическому фундаменту. В пределах

Красноленинского свода вскрыты гнейсы, кристаллические сланцы и метаморфизованные вулканогенно-осадочные и сланцево-карбонатные толщи палеозоя. Палеозойские отложения испытали процессы интенсивной складчатости, на временных разрезах характеризуются хаотической записью и по типу сейсмического разреза не отличаются от протерозойских образований Красноленинского свода. Эти отложения составляют единый структурный этаж – нерасчлененный протерозой-палеозойский складчатый фундамент.

*Мезозойская эратема (MZ). Триасовая система (T).* Складчатый фундамент с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывается породами промежуточного комплекса туринской серии (Ttr). В пределах рассматриваемой территории комплекс вскрыт скважинами №761П и №765П, где керн представлен туфопесчаником серо-голубым, скрытокристаллическим, плотным и аргиллитом черного цвета, туфоалевролитом мелкозернистым. На соседнем, Рогожниковском ЛУ из отложений комплекса керн отобран в 63 скважинах и представлен эффузивами кислого и среднекислого составов нормального и субщелочного рядов (порядка 45%). В пределах Рогожниковского вала для этих отложений предложено наименование «Северный комплекс».

В пределах участка недр федерального значения, включающего месторождение им.Иванова (Северное) в пробуренных скважинах вскрыт средний и верхний отделы триаса. Вскрытая скважинами толщина триасовых образований достигает 295 м (243 м – №765П и 295 м – №761П). К кровле триасовых отложений приурочен сейсмический ОГ «А». Отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла с размывом и угловым несогласием залегают на породах фундамента и промежуточного этажа, представлены юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами. Неогеновые отложения отсутствуют.

*Юрская система (J).* Юрская система в пределах изучаемой территории представлена двумя отделами: средним и верхним. В ее составе выделяются тюменская, абалакская свиты и нижнетутлеймская подсвита тутлеймской свиты.

*Средний отдел (J2).* Тюменская свита (J2a- bt) делится на три подсвиты: нижняя включает песчаный пласт ЮК7, средняя – пласты ЮК6, ЮК5, верхняя – пласты ЮК2, ЮК3, ЮК4. Песчаные пласты не выдержаны по толщине и простиранию, характеризуются относительно низкими коллекторскими свойствами. Формирование нижней и средней подсвит происходило в условиях низменной аккумулятивной аллювиально-озерной равнины, осложненной выступами древних пород, временами заливаемой морем. В составе верхней подсвиты появляются прослой переходного прибрежно-морского генезиса, обусловленные началом келловейской трансгрессии моря.

В литологическом отношении разрез свиты представлен неравномерным, вплоть до тонкого, переслаиванием глин, алевролитов, песчаников и углей. В зонах прилегания к доюрским образованиям происходит опесчанивание разреза, появляются прослой конгломератов и гравелитов. Породы в значительной степени обогащены углистым детритом, встречаются пропластки и линзы карбонатных разностей. Толщина свиты достигает 189 м. К кровле тюменской свиты приурочен ОГ – «ТЮК2».

*Средний – верхний отделы (J2-J3).* Абалакская свита (J3o-kt-J2bt-k) трансгрессивно перекрывает отложения тюменской свиты, сложена относительно глубоководными темно-серыми, тонкоотмученными, аргиллитоподобными, в различной степени глауконитовыми глинами. В верхней части отмечаются маломощные карбонатные прослой, индексируемые как пласт ЮК1. По всему разрезу свиты отмечаются многочисленные остатки аммонитов, пелиципод, ростров белемнитов и пиритизированных водорослей. Толщина свиты достигает 52 м (скв. №765П).

*Верхний отдел (J3).* Нижняя подсвита тутлеймской свиты (J3tt) является литостратиграфическим аналогом баженовской свиты, представлена буровато-черными битуминозными аргиллитами с прослоями известняков и

радиоляритов. Отмечаются остатки водорослей, раковин двустворок и рыбный детрит. В составе подсвиты выделяется пласт ЮКО. Толщина свиты достигает 37 м (скв. №765П). К кровле нижнетутлеймской подсвиты приурочен ОГ «Б».

*Меловая система (К).* Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним. К нижнемеловым отложениям относятся верхнетутлеймская подсвита, фроловская, кошайская, викуловская, ханты-мансийская свиты. К верхнемеловым – уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

*Нижний отдел (K1). Верхняя подсвита тутлеймской свиты (K1b)* сложена коричневато-черными, слабобитуминозными аргиллитами с остатками их-тиофауны. Толщина в среднем составляет 10 м.

*Фроловская свита (K1v-a)* представлена толщей темно-серых, тонкоотмученных, аргиллитоподобных глин. Отмечаются редкие включения морской фауны. В нижней части встречаются маломощные прослои битуминозных разностей. В верхней части развиты прослои алевролитовых разностей, алевролитов и глинистых известняков, стратиграфически отвечающих пластам АК1-АК3. Толщина свиты составляет 550-650 м. К кровле фроловской свиты приурочен ОГ «М».

*Кошайская свита (K1a)* выделена в стратиграфическом объеме кошайской пачки. Представлена относительно глубоководными темно-серыми, тонкоотмученными, аргиллитоподобными глинами с редкими тонкими прослоями алевролитов. Толщина свиты в среднем составляет 60 м.

*Викуловская свита (K1a)* подразделяется на две подсвиты. Нижняя представлена осадками мелководно-морского генезиса – серыми алевролитами, уплотненными песками и песчаниками с прослоями глинистых известняков, алевролитовых глин и тонкоотмученных глин. Доля последних заметно возрастает в подошве. Отложения верхней подсвиты представлены аналогичной ассоциацией пород, но с превалирующей долей уплотненных песков, песчаников и алевролитов. По всему разрезу свиты отмечается обугленный растительный детрит. В прикровельной части выделяются пласты ВК1 и ВК2. Общая толщина

викуловской свиты в среднем составляет 270 м. К кровле свиты приурочен ОГ «М1».

*Ханты-мансийская свита (K1al)* со скрытым несогласием залегает на викуловской свите, подразделяется на две подсвиты. Нижняя представлена относительно глубоководными темно-серыми, тонкоотмученными глинами с прослоями алевритов и глинистых известняков. Верхняя сложена неравномерным переслаиванием алевритов, алевритистых глин, отмечаются прослойки песчаников. Встречается растительный детрит. Толщина свиты в среднем составляет 250 м.

*Верхний отдел (K2). Уватская свита (K2s)* подразделяются на верхнюю и нижнюю подсвиты. Литологически представлена неравномерным переслаиванием и чередованием алевритов, мелкозернистых светло-серых уплотненных песков с прослоями алевритистых глин, глинистых известняков и карбонатных разностей. Встречается пирит, сидерит и растительный детрит. Толщина свиты составляет 250 м. К кровле уватской свиты приурочен ОГ «Г».

*Кузнецовская свита (K2t-k)* с размывом трансгрессивно залегает на отложениях уватской свиты. Формирование осадков, представленных зеленовато-серыми, серыми глинами с зернами глауконита, происходило в относительно глубоководных условиях. В основании свиты встречаются пропластки алевритов. Толщина свиты около 30 м.

*Березовская свита (K2k-km)* подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена серыми и голубовато-серыми опоками, темно-серыми монтмориллонитовыми глинами, прослоями опокovidными. Верхняя – представлена серыми, зеленовато-серыми слабоалевритистыми глинами с редкими прослоями опокovidных глин и опок. Встречаются конкреции пирита и сидерита, редкие зерна глауконита. Общая толщина свиты в среднем составляет 220 м. К кровле нижнеберезовской подсвиты приурочен ОГ «С», к кровле верхнеберезовской подсвиты – ОГ «С1».

*Ганькинская свита (K2m+P1d)* представлена серыми с зеленоватым оттенком известковистыми глинами с редкими прослоями алевролитов, иногда



глауконитовых, с сидеритовыми стяжениями. Толщина свиты в среднем составляет 60 м.

*Кайнозойская эратема (KZ). Палеогеновая система (P).* К палеогеновым отложениям относятся талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и лагернотомская свиты.

*Талицкая свита (P1tl) (P1d-t)* несогласно перекрывает ганькинскую. Представлена глинами темно-серыми, алевритистыми с линзами и прослоями алевритов, кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина свиты до 160 м.

*Люлинворская свита (P1t–P2l)* сложена серыми, зеленовато-серыми опоковидными глинами с прослоями глауконитовых песчаников, диатомитов и глинистых алевритов. Толщина свиты до 160 м.

*Тавдинская свита (P2b-p)* несогласно перекрывает люлинворскую. Представлена зеленоватыми пластичными, реже алевритистыми глинами с маломощными линзами и прослоями алевритов. Толщина свиты до 200 м.

*Алымская свита (P3r)* несогласно перекрывает тавдинскую. Представлена кварцевыми песками с прослоями и линзами глин и алевритов. Толщина свиты составляет 20-60 м.

*Новомихайловская свита (P3r)* представлена переслаиванием песков, глин, алевритов и бурых углей. Толщина свиты до 80 м.

*Лагернотомская свита (P3h)* несогласно перекрывает новомихайловскую. Представлена светло-серыми мелкозернистыми песками и прослоями глин. Толщина свиты составляет 40-70 м.

*Четвертичная система (Q).* Четвертичные отложения залегают со стратиграфическим несогласием на образованиях палеогена. Сложены озерно-аллювиальными осадками, представленными серыми суглинками, глинами, желто-серыми песчаниками, линзами галечников, торфяниками. Толщина отложений изменяется от 5 до 50 м.

## 2.2 Тектоника

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты, участок недр федерального значения, включающий часть месторождения Северного расположен в пределах двух складчатых систем, разграничивающихся глубинными разломами (рис.2.2.1) Основная часть проектируемого участка относится к Уват-Ханты-Мансийскому срединному массиву и расположена на северо-западе Красноленинского выступа в области байкальской складчатости, переработанной герцинским тектогенезом, является структурой дейтероорогенного этапа развития в виде выступов-горстов фундамента. Западная часть площади относится к Шеркалинскому мегасинклинорию в области позднегерцинской складчатости и является синклинорной зоной унаследованного типа развития.

По данным гравии и магниторазведки на западе участка в меридиональном направлении проходит граница геоблоков земной коры, в субширотном направлении площадь пересекает крупный разлом фундамента.

Структурный план по отражающему горизонту А (подошва осадочного чехла) характеризует структурную поверхность доюрского основания, гипсометрия которого меняется в пределах участка от -2440 м до -2720 м. На временных разрезах прослежены многочисленные тектонические нарушения, проникающие, в основном, в юрскую часть разреза, которые протрассированы по площади и вынесены на структурную схему по отражающему горизонту А [6].

В центральной части участка по изогипсе - 2560 м оконтуривается Северо-Рогожниковская структура изометричной формы, значительно изрезанная, имеющая размеры 0,5-8,5 x 1,2-17 км, амплитуду 140 м. Структура осложнена многочисленными куполами, оконтуренными изогипсами - 2520 м, - 2540 м. Наиболее крупные купола 1, 2, 3, 4. Купол 1 (северный) расположен в северной части Северо-Рогожниковской структуры, меридионального простирания, оконтурен изогипсой – 2530 м, имеет размеры 6,5 x 1,6 км, амплитуду 60 м, осложнен тремя куполами. К юго-востоку от купола 1 изогипсой

- 2520 м оконтурен купол 2 (восточный), северо-западного простирания, с размерами 6,4 x 2,5 км

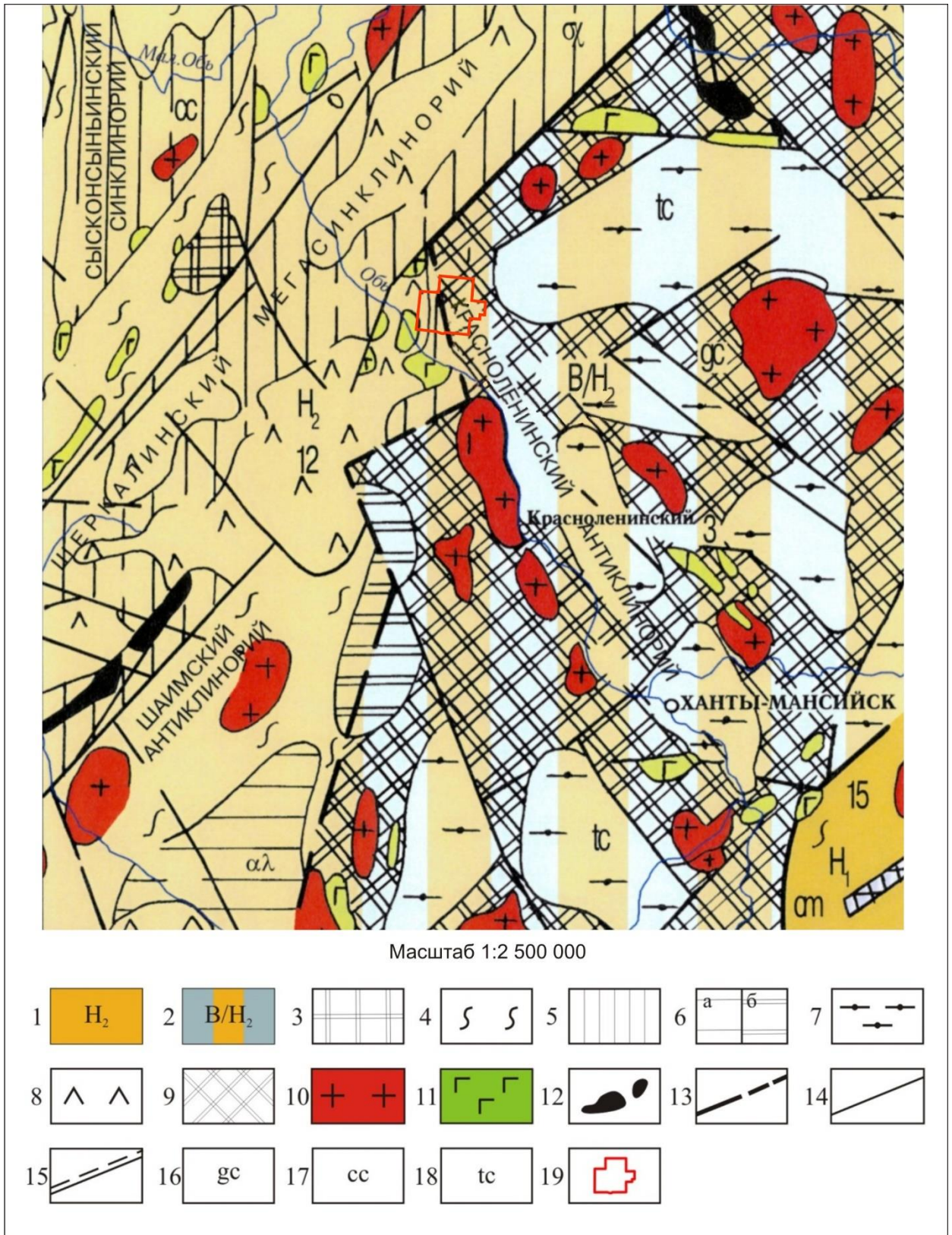


Рисунок 2.2.1 – Часть тектонической карты Западно-Сибирской плиты с участком работ под ред. В.С. Суркова, 1981 г

Условные обозначения к рис.2.2.1

Протерозой. Гнейсы, гранито-гнейсы, кварциты

Протерозой-нижний палеозой. Слюдистые, кремнистые сланцы, эффузивы

Нижний-средний палеозой. Сланцы, филлиты, известняки, мраморизованные известняки

Средний палеозой. Известняки, эффузивы среднего и основного состава, их туффы, туфопесчаники

Триасовая система, нижний-средний отделы. Базальты, туфы, туфопесчаники

**ИНТРУЗИВНЫЕ ФОРМАЦИИ:**

Докембрий-верхний палеозой. Граниты плагиограниты

Средний-верхний палеозой (карбон-пермь). Граниты, плагиограниты

Нижний-средний триас. Долериты

Геологические границы

10..Тектонические нарушения

11. Достоверная граница структурно-формационных зон

12. Предполагаемая граница структурно-формационных зон

13. Зона распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла

**ФОРМАЦИИ:**

14. Терригенно-карбонатная

15. Эффузивная, эффузивно-кремнистая, осадочная (зеленых сланцев)

16. Глинисто-кремнистая (кристаллические сланцы, гнейсы)

17. Вулканогенно-осадочная (основного состава)

**СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННЫЕ ЗОНЫ:**

18. Ханты-Мансийский массив

19. Контур участка недр федерального значения

## 2.3 Нефтегазоносность

На месторождении Северном выявлены залежи нефти в отложениях викуловской (пласт ВК1).

*Аптский нефтегазоносный комплекс* включает в себя верхнюю часть викуловской свиты с пластами ВК1-2, которые сложены переслаиванием песчаника, алевролита, алевролита и алевроитовых глин. Они формировались в мелководном внутреннем морском бассейне и представляют собой подводно-дельтовые образования.

Породы комплекса характеризуются определенным нефтепроизводящим потенциалом, а также благоприятными гидрогеологическими и термобарическими условиями формирования и сохранения залежей УВ.

На участке недр федерального значения, включающим часть месторождения Северного промышленные притоки нефти получены в поисковых скважинах 717, 719 дебитами 9,6 м<sup>3</sup>/сут. при динамическом уровне 560 м и 5,4 м<sup>3</sup>/сут. при Ндин.= 452 м, соответственно. При испытании пласта ВК1 в скважине 765П Северо-Рогожниковской получены промышленные дебиты нефти 8,25 м<sup>3</sup>/сут, в поисковых скважинах 766 и 767: 6,1 м<sup>3</sup>/сут. и 6,04 м<sup>3</sup>/сут.

*Залежь пласта ВК1* является наиболее крупной по запасам. Она вскрыта девятью (две пробурены за отчетный период) поисково-разведочными скважинами на глубинах 1459,6-1573,0 м (а.о.-1397,9-1415,6 м). При испытании пласта в скважинах получены притоки нефти дебитами 4,4 м<sup>3</sup>/сут. при депрессии на пласт 5,5 МПа (скв.767П) – 9,6 м<sup>3</sup>/сут. на уровне 560 м (скв.717П). Эффективные нефтенасыщенные толщины в поисковых скважинах изменяются от 2,8 м (скв.771П) до 15,2 м (скв.765П). За отчетный период, кроме двух поисковых скважин 770П и 771П, в пределах пласта пробурено дополнительно 32 эксплуатационных скважин, в том числе 20 горизонтальных. По данным поискового и эксплуатационного бурения геологическая модель залежи пласта практически не изменилась.

Контур нефтеносности залежи установлен результатами испытания и данными ГИС в скважине 767П на глубине 1481,2-1482,6 (а.о.-1424,2-1425,6 м). В целом по залежи ВНК принят на а.о.-1425,0 м. На западе участка пересчета ВНК скорректирован по данным бурения скважины 771П и принят на а.о. - 1417.1м.

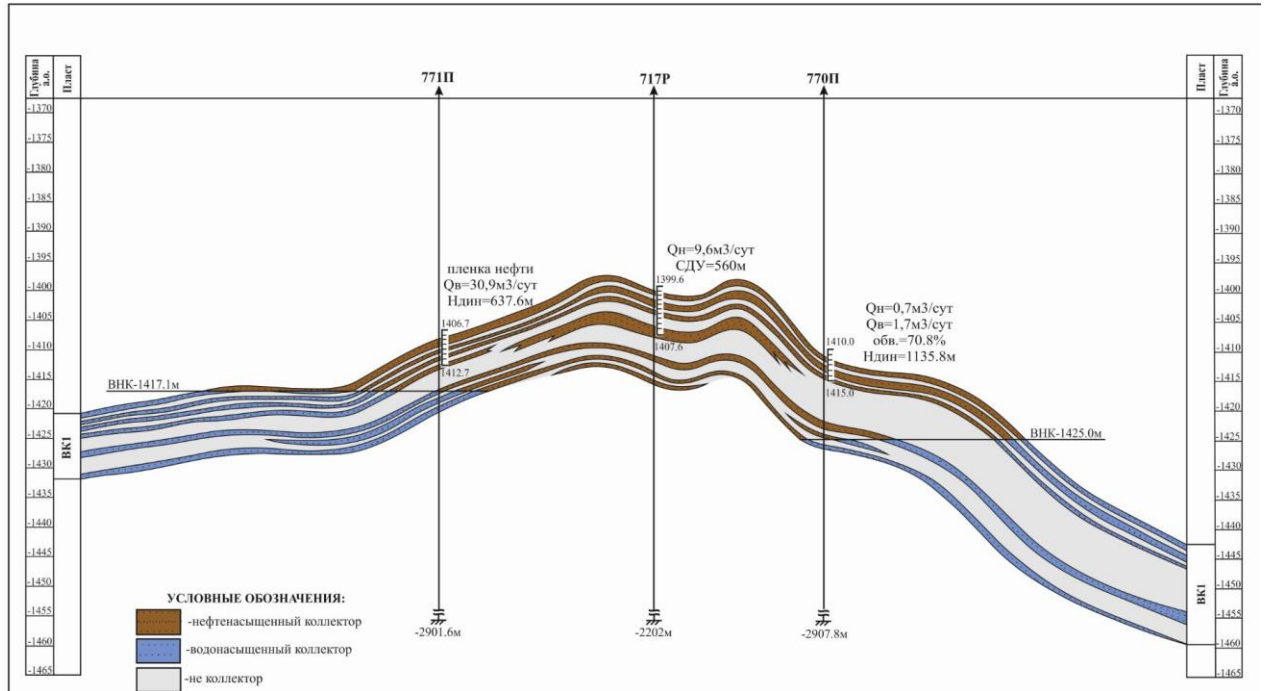
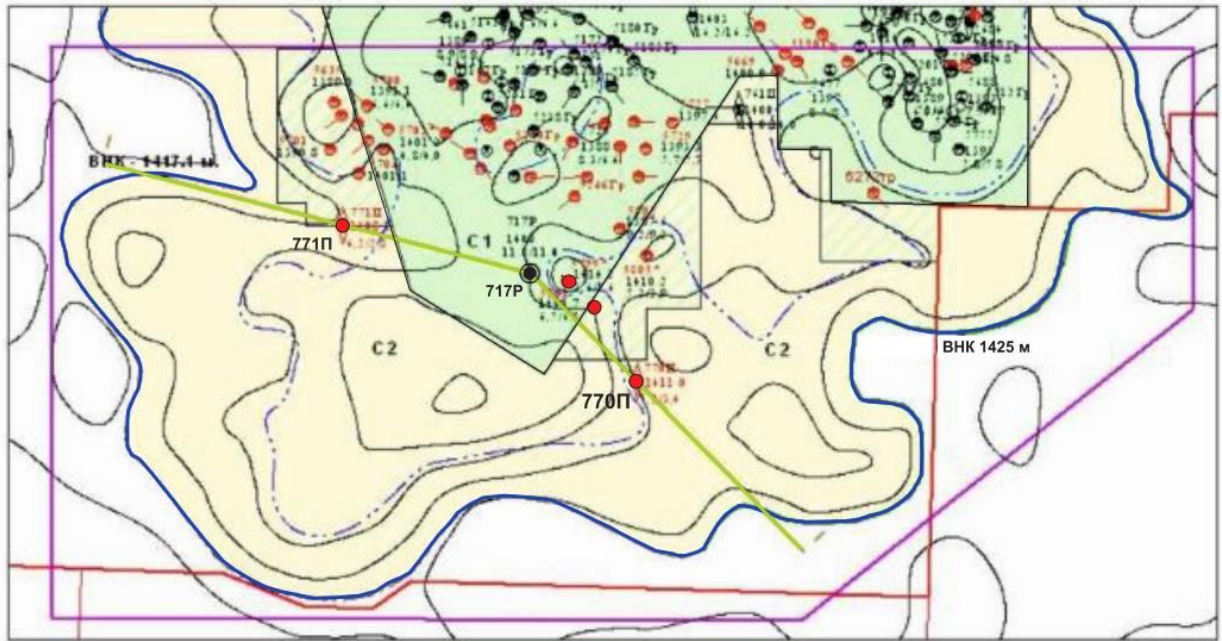


Рисунок 2.3.1 – Продуктивный пласт ВК1





- эксплуатационная скважина
- разведочная скважина
- линия геологического разреза
- обозначение границы лицензионного участка
- ~ внутренний контур нефтеносности
- ~ флюидный контакт
- категория запасов C1
- категория запасов C2

Рисунок 2.3.2 – Схема направления линии геологического разреза

## 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Описание коллекторов дается по группам пластов, приуроченных к одному продуктивному горизонту, так как по литолого-минералогическому составу, коллекторским свойствам и характеру петрофизических связей пласты, входящие в горизонт, сходны между собой.

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров породообразующих частиц.

Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др.) не относят к коллекторам

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод. Соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом·м. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом·м, продуктивные от 6 до 60 Ом·м. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом·м.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкР/час, радиоактивность песчаников и алевритов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкР/час.

В разрезе верхней части викуловской свиты (пласта ВК1) выделяются песчано-алевритовые продуктивные прослои, которые экранируются углистыми



глинами ханты-мансийской свиты. Физические свойства горных пород, встречающихся в разрезе представлены в таблице 2.4.1

Таблица 2.4.1 – Физические свойства горных пород

Породы	Плотность $\sigma$ (г/см <sup>3</sup> )	Сопротивление $\rho_p$ (Ом*м)	Радиоактивность $\gamma$ (мкр/ч)	Скорость $u_p$ (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-60	8-16	800-3000
Песчаники	2,3-2,6	2-40	2-10	850-4500
Аргиллиты	2,4-2,7	2,4-6	4-12	800-4000
Алевролиты	2,4-2,7	1,8-18	8-18	800-4500
Угли	1,2-2,2	100-320	2,6-6	1000-2500

Средняя пористость коллекторов пласта ВК1 составляет 27,1% и 25,1%, соответственно. Средняя проницаемость пород-коллекторов пласта ВК1 –  $24,5 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Среднее значение водоудерживающей способности пород-коллекторов составляет 38% для пласта ВК1.

## 2.5 Сейсмологическая характеристика

Производственные работы сейсмопартии 18/97-98 проводились по системе криволинейных профилей по долинам ручьев, рек и по лесовозным дорогам, по которым передвигались технические средства, входящие в состав комплекса “Вибросейс”.

Работы МОГТ проводились конвейерным способом продольного профилирования при механической смотке-размотке кос. Методика работ, ее параметры, применяемые аппаратура и оборудование, приведены в таблице 4.1.1.

Регистрация колебаний осуществлялась сейсмостанцией “SN-358” № 61, тип источника возбуждения – вибраторы MERTZ. Проектом предусматривалось отработать 600 пог.км., фактически отработано 619,75 пог.км криволинейных профилей, что составило 103,3% планового задания. Плотность сети наблюдений в среднем составляет 1,21 км/км<sup>2</sup>.

Качество полевого материала оценивалось визуально на экране компьютера SUN. На полевых сейсмограммах выделяются отраженные волны от горизонтов Г, М1, М, Б, менее надежно – от горизонта А и отражающих границ от промежуточного структурного этажа (ПСЭ). На участках изломов профилей, вследствие изменения их “геометрии”, прослеживаемость отраженных волн затруднена. Полевой материал получен хорошего качества (коэффициент качества 0,95) и снижался из-за наличия неработающих, шумящих каналов.

Для решения поставленной геологической задачи сейсмопартией 18/98-99 за полевой сезон 1998-1999 гг. отработано 508,7 км (по проекту 500 пог.км.) сейсмических профилей 60-кратного прослеживания МОГТ.

В процессе полевых работ (табл.4.1.1) проводилась регистрация времени прихода и интенсивности (амплитуды) упругих колебаний в точках вдоль профиля, в интервале от 0 до 4 секунд с точностью измерения параметров 0,002 сек. Динамический диапазон регистрирующего канала – 140 дБ, в полосе частот 12,5-154 Гц.

Полевые измерения осуществлялись сейсмической станцией SN-358 № 61. Параметры свип-сигнала: восходящий, нелинейный Log 10 дБ, длительность –10 с, частотный диапазон 15-90 Гц. Тип применяемых сейсмоприемников –GS-20BX-10 Гц.

Качество первичного материала оценивалось визуально при просмотре полевых сейсмограмм на экране терминала. Коэффициент качества полевого материала составил 0,95.

В 2016 году подсчёт начальных геологических запасов нефти и растворённого газа месторождения Северного по пласту ВК1 выполнялся объёмным методом на основе цифровой двухмерной геологической модели (граф. прил. №3).

В настоящее время новых сейсмических данных не получено. Построение двухмерных геологических моделей, геометризация залежей, расчёт объемов, запасов углеводородов и построение карт выполнены в программных комплексах GST и «Isoline». Представляются материалы, обосновывающие изменение извлекаемых запасов нефти пластов ВК1.

Таблица 2.5.1 – Краткая характеристика методики полевых работ

№ п/п	Характеристика полевых работ	сп 18/97-98	сп 18/98-99
		параметры	параметры
1	Метод исследования	ОГТ	ОГТ
2	Тип используемых волн	Продольные	
3	<p>Методика наблюдений</p> <p>1) система наблюдений</p> <p>2) кратность прослеживания</p> <p>3) длина расстановки, м</p> <p>4) расстояние источник-прибор: макс. миним.</p> <p>5) расстояние между ПП</p> <p>6) расстояние между ПВ</p> <p>7) группирование сейсмоприемников</p> <p>8) соединение с/приборов в группе</p> <p>9) тип источника</p> <p>10) накопление</p>	<p>Центральная 60-ти кратное 5950</p> <p>2975</p> <p>25</p> <p>50</p> <p>50</p> <p>12 сп на базе 50 м</p> <p>Последовательно- парал.</p> <p>Вибратор 4-8 нак.</p>	<p>Центральная 60-ти кратное 5950</p> <p>3000</p> <p>0</p> <p>50</p> <p>50</p> <p>12 сп на базе 50 м</p> <p>Последовательно- парал.</p> <p>Вибратор 4-8 нак.</p>
4	<p>Аппаратура и оборудование:</p> <p>1) сейсмостанция</p> <p>2) вибраторы, шт</p> <p>3) сейсмоприемники шт.</p>	<p>SN-358 № 61</p> <p>5 MERTZ-27</p> <p>GS-20DX-10, 2880</p>	<p>SN-358 № 61</p> <p>5 MERTZ-27</p> <p>GS-20BX-10 2880</p>
5	<p>Параметры записи:</p> <p>1) количество сейсмограмм на 1 ф.набл.</p> <p>2) входящий свип-сигнал</p> <p>3) длительность сигнала развертки</p> <p>4) длительность записи отраженных волн</p> <p>5) количество каналов</p> <p>6) шаг дискретизации</p> <p>7) АРУ</p> <p>8) крутизна</p> <p>9) частота свипа</p>	<p>1</p> <p>15-90 Гц, log 10Дб</p> <p>10 с</p> <p>4 с</p> <p>121 актив.</p> <p>2 мс</p> <p>Выкл.</p> <p>18 Дб</p> <p>15-90 Гц</p>	<p>1</p> <p>15-90 Гц, log 10Дб</p> <p>10 с</p> <p>4 с</p> <p>120 актив.</p> <p>2 мс</p> <p>Выкл.</p> <p>18 Дб</p> <p>15-90 Гц</p>

### 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Вскрытие продуктивных пластов месторождения Северного бурением осуществлялось с применением глинистой промывочной жидкости на водной основе. Плотность промывочной жидкости изменялась в пределах от 1.14 до 1.22 г/см<sup>3</sup>; вязкость – от 27 до 43 сек, а водоотдача 7.3 – 7.8 см<sup>3</sup> за 30 минут [3].

Комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС) при исследовании открытого ствола скважин включает следующие методы:

а) по всему стволу в масштабе глубин 1:500 – гамма-каротаж, 2ННКТ, методы стандартной электрометрии.

б) в перспективных интервалах разреза в масштабе 1:200 проведены - стандартный каротаж, боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), каротаж потенциала собственной поляризации (ПС), резистивиметрия, кавернометрия (КВ), акустический каротаж (АК), радиоактивный каротаж (2ННК, ГК), микрозондирование (МКЗ), микробоковой каротаж (МБК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), инклинометрия, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ).

Коллекторы в данном пласте сложены переслаиванием песчаников и алевролитов.

Выделение коллекторов в скважинах с полным комплексом ГИС производилось по прямым качественным признакам. В интервале викуловской свиты напротив коллекторов регистрируется как изменение удельного электрического сопротивления пород в радиальном направлении, так и наличие на стенке скважины глинистой корки.

Помимо этого, для коллекторов викуловской свиты характерно наличие отрицательной аномалии метода ПС и снижение показаний метода естественной радиоактивности.

При подробном рассмотрении кривых пласта ВК 1 (рисунок 3.1.1), можно заметить, что напротив коллекторов методы ПС и ГК показывают пониженные

значения в районе 50 – 60 мВ и 8,5 мкР/час соответственно. В свою очередь для покрышки интервала коллектора характерны значения: для ПС около 90 мВ, для ГК среднее значение приблизительно 10 мкР/час.

Метод ПС изучает естественное электрическое поле в скважинах, образование которого связано с физико-химическими процессами. Эти процессы протекают на поверхностях раздела скважины и породы, а так же между пластами различной литологии. На границе порода-скважина образуются напряженности электрического тока, которые были созданы различными потенциалами электрических слоев. Потенциалы собственной поляризации пород создаются из-за следующий физико-химических процессов: диффузии солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот, а также адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горной породы, фильтрации вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину, окислительно-восстановительных реакций, происходящих в породах и на контакте их с промывочной жидкостью и металлами [5].

Гамма каротаж (ГК) –изучает естественное гамма-поле по стволу скважины. При ГК происходит регистрация интегральной и дифференциальной интенсивности гаммаизлучения, которое возникает из-за самопроизвольного распада радиоактивных элементов в горных породах. Естественная радиоактивность является предметом исследования при каротаже. Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов:  $^{238}_{92}U$ ,  $^{226}_{88}Ra$ ,  $^{232}_{90}Th$ ,  $^{40}_{91}K$ .

Резистивиметрия определяет в промывочной жидкости, находящейся в скважине, удельное электрическое сопротивление.

Инклинометрия – с учетом зенитного и азимутального углов позволяет пространственно определить положение ствола буровой скважины. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Данные об искривлении скважины необходимы для определения:

- глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов,

- расчета нормальной мощности пластов,
- осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины.

Индукционный каротаж (ИК) – физические основы метода основаны на определении удельной электрической проводимости пород. Основан на применении электромагнитного поля, которое в свою очередь создает вторичное поле в горной породе. Оборудование индукционного каротажа состоит из двух катушек: генераторной и измерительной. Генераторная катушка создает первичное электромагнитное поле, приводящее к возникновению в горной породе вихревых токов. [5].

Метод АК – определяет свойства горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные полученные по результатам акустического каротажа используются для:

- литологического расчленения и корреляции разрезов скважин,
- выделения пластов-коллекторов,
- определение характера насыщения пластов,
- оценка коэффициента пористости пород.

Породы с различной плотностью различаются методом плотного каротажа. По методу ГГКп можно определить объемную плотность и пористость пород. Так же в совокупности с другими методами ГИС определяется литологический состав пород.

Боковой каротаж (БК) – метод применяется для определения удельного электрического сопротивления, с помощью фокусированных зондов с фокусировкой тока в радиальном направлении, для изучения маломощных пластов-коллекторов.

Кавернометрия – метод заключается в измерении диаметра скважины, который изменяется за счет каверн. По результатам измерения диаметра строится кавернограмма. Образование каверн характерно для глинистых и углей,

уменьшение – для песчаных пород-коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины.

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

Нейтрон-нейтронный каротаж регистрирует поток нейтронов, которые вследствие взаимодействия с породой, замедлились до тепловой энергии. Метод заключается в облучении породы потоком быстрых нейтронов.

По диаграммам метода можно различить водородосодержащие породы разной пористости. Высокими значениями характеризуются породы с маленькой пористостью, и наоборот.

На показания НКТ значительное влияние оказывают элементы, обладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому НКТ весьма чувствителен к содержанию хлора.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) представляет собой измерение параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием. Применяется для литологического расчленения разреза, визуальной экспресс-оценка характера флюидонасыщения, выделения коллекторов с расчетом эффективной мощности, определения УЭС от скважины до незатронутой проникновением части пласта, индикации и определения характеристик окаймляющей зоны, поиска водонефтяных, газоводяных контактов, а также переходных зон.



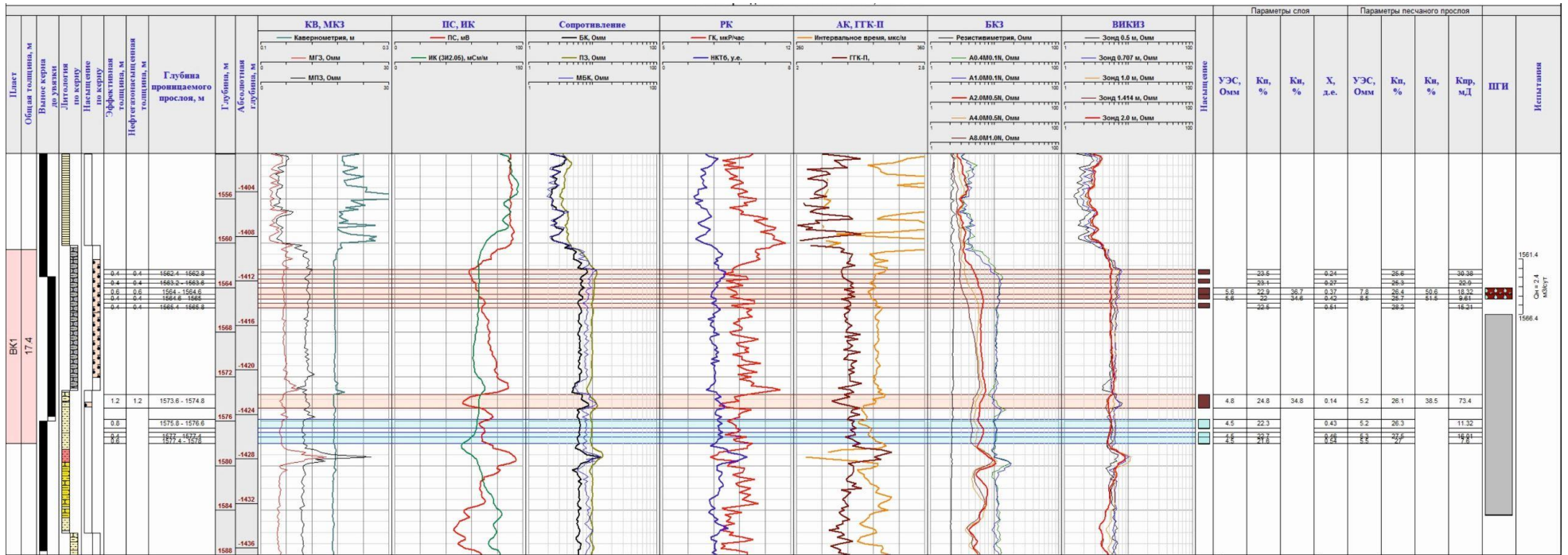


Рисунок 3.1.1 – Каротажная сборка скважины 770П

## 4. Основные вопросы проектирования

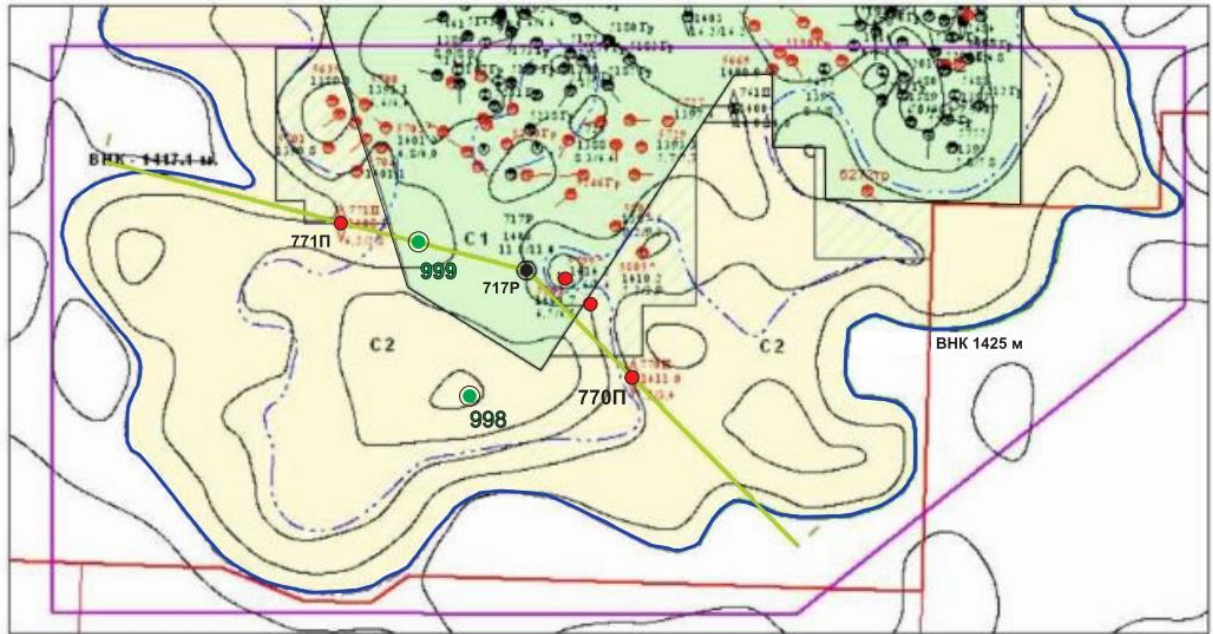
### 4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения;
- 5) Определение водонефтяного контактов.

### 4.2 Обоснование объекта исследований

При выборе участка работ были привлечена структурная карта с расположением скважин. Объектом исследования является продуктивный пласт ВК1. Учитывая методы, проведенные на данном участке работ, на склоне запроектирована скважина №999, между уже имеющимися 717Р и 771П. Запроектированная скважина будет расположена на линии геологического разреза продуктивного пласта ВК1. Целью ее будет уточнение контуров залежи. Бурение скважины проектируется глубиной 2900 м. Так же запроектирована скважина №998 на вершине локального поднятия в зоне категории запасов С2.



- эксплуатационная скважина
- разведочная скважина
- проектируемая скважина
- обозначение границы лицензионного участка
- ~ внутренний контур нефтеносности
- ~ флюидный контакт
- категория запасов С1
- категория запасов С2

Рисунок 4.2.1 – Структурная карта с запроектируемыми скважинами

### 4. 3 Физико-геологическая модель исследования

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: каротаж потенциала собственной поляризации (ПС), инклинометрия, гамма-каротаж (ГК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), потенциал зонд (ПЗ), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), нейтрон-нейтронный каротаж (НКТб), индукционный каротаж (ИК), кавернометрия (КВ), акустический каротаж (АК), микрозондирование (МКЗ), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), резистивиметрия, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ).

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

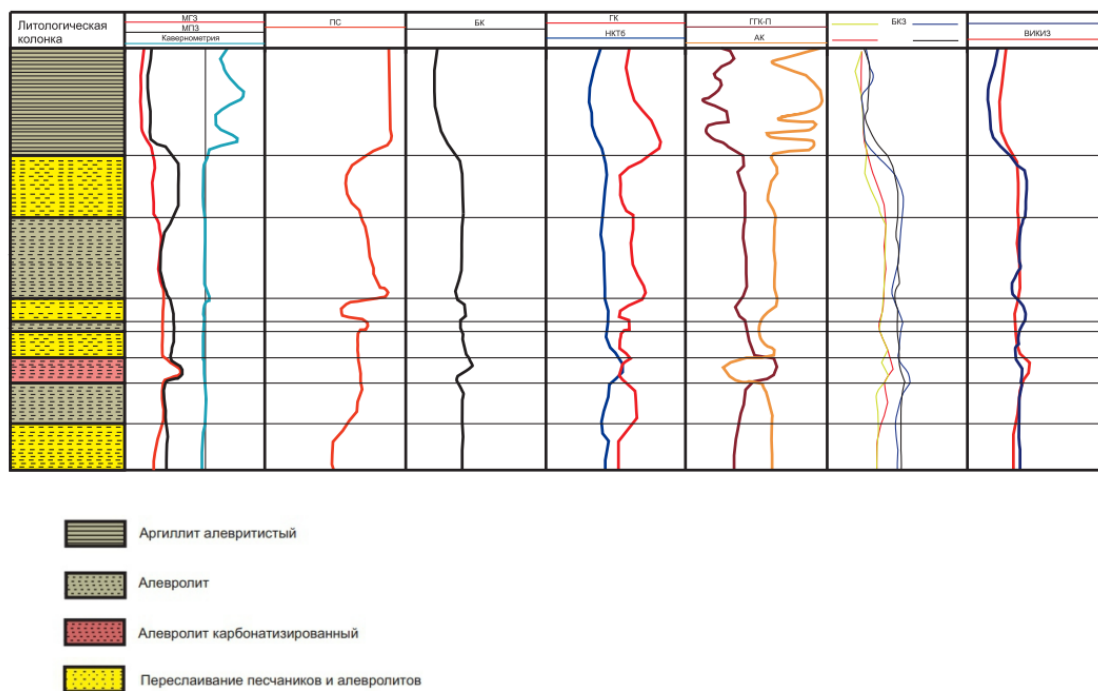


Рисунок 4.3.1 – Физико-геологическая модель

## 5. Методические вопросы

### 5.1 Методика проектных, геофизических работ

Для решения основных геологических задач, описанных выше, необходимо выполнение комплекса ГИС в проектных скважинах, с последующей интерпретацией данных.

Стандартный каротаж проводится в составе комплексной аппаратуры электрометрии с одновременной регистрацией изменения потенциалов ПС.

ПС  $m-12.5$  мВ/см. Скорость регистрации кривых 2000 м/ч. Качество записи удовлетворительное.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводится последовательными градиент – зондами с длинами зондов:  $AO = 0.45; 1.05; 2.25; 4.25; 8.5$ м в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых КС  $m-2.5$  Ом/см, средняя скорость записи 2000 м/ч. Применяемая аппаратура ЭК-1. Качество материалов хорошее.

Боковой каротаж (БК) выполняется аппаратурой ЭК-1. Скорость записи 2000 м/ч. Метод БК используется для дифференциации изучаемого разреза по сопротивлению прослоев горных пород. Качество записи кривых хорошее.

Микрозондирование (МКЗ) выполняется микроградиент зондом  $A0.025M0.025N$  и микропотенциал зондом  $A0.05M$  в масштабах глубин 1:200, масштаб записи  $m-2.5$  Ом/см. Скорость записи 1200 м/ч. Качество регистрации хорошее. Метод из-за сложности строения разреза в большинстве случаев частично позволяет решать задачу выделения коллекторов в отложениях тюменской свиты.

Метод микрозондирования проводится одновременно и используется для дифференциации изучаемого разреза по относительному изменению сопротивления пластов, для оценки литологических и коллекторских свойств разреза.

Кавернометрия (КВ) проводится в масштабе глубин 1:200, 1:500. Масштаб записи кривых  $m-2$ см/см, скорость записи 1500 - 2000м/ч. Аппаратура - СКП. Запись кривых в большинстве скважин хорошая.

Микробоковой каротаж (МБК) проведен в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200 аппаратурой МК-УЦ. Скорость регистрации составляла 1200 м/ч. Качество материала хорошее.

Индукционный каротаж (ИК) проведен в масштабах глубин 1:200, 1:500. Использовалась аппаратура АИК-М с зондом 6Ф1, АИК-5 с зондом 7И1.6. Масштаб записи кривых 20 мСм/см. Качество записи, хорошее. Скорость регистрации 2000 м/ч. Правильность установления масштаба записи и нулевой линии на диаграммах ИК проверяли путем сопоставления значений удельных сопротивлений, определённых по ИК с данными БКЗ.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) выполняется зондами с длинами зондов:  $L=0.5; 0.707; 1; 1.414; 2\text{м}$  в масштабе глубин 1:200. Применяется в не обсаженных скважинах, заполненных раствором с удельным сопротивлением более  $0,02 \text{ Ом*м}$  и раствором на нефтяной основе. Масштаб записи  $2,5 \text{ Ом*м/см}$ . Масштаб глубин 1:200. Скорость записи 2000 м/час. Диапазон измерения:  $1 - 200 \text{ Ом*м/см}$ .

Радиоактивный каротаж (ГК, 2ННКТ) проводится в масштабах глубин 1:200, 1:500. Скорость записи 200 и 400 м/ч соответственно. Запись проводилась аппаратурой СРК без записи кривой водородосодержания. В канале ГК применялись сцинтилляционный детектор NaI размером 40x80 мм и ФЭУ-74. Для записи 2ННКТ использовались источники нейтронов Pu - Be мощностью от  $8.8 \cdot 10^6 \text{ н/с}$  до  $1.1 \cdot 10^7 \text{ н/с}$ , детекторы тепловых нейтронов малого и большого зонда СНМ -56. Масштаб записи кривых ГК  $\text{м-1мкР/ч/см}$ , кривых НГК, НКТ  $\text{м-0.2; 0.4 усл.ед./см}$  соответственно [(МИ 41-17-1398-04)СРК-73], [(МИ41-17-1400-04)СРК-76]. Качество записи хорошее.

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П) выполняется в масштабах глубин 1:200 и 1:500 со скоростью записи 200 м/час, аппаратура СГП-73. Масштаб записи кривой –  $0.1 \text{ г/см}^3/\text{см}$ . Для регистрации рассеянного гамма-излучения использовались сцинтилляционные датчики, состоящие из ФЭУ-74А и кристалла NaI размером 25x40 мм для большого зонда и 25x30 мм для малого. В качестве источника гамма излучения использовался Cs137.

Резистивиметрия выполнена в масштабе записи кривых 0.5 -1.0 Ом\*м/см, скорость записи 2000 м/ч, в составе комплексной аппаратуры ЭК-1 Запись проводилась в масштабе глубин 1:200, 1:500. Качество регистрации – хорошее.

Акустический каротаж (АК) проводится в масштабах глубин 1:200 и 1:500 аппаратурой СПАК-6 с зондами И20.5И11.5П, И20.4И11.2П. Скорость регистрации 1000 - 2500 м/ч. Масштабы записи кривых А1 и А2 – 0.5 В/см и 12.5 усл.ед./см, кривой изменения коэффициента затухания – 2 дБ/м/см, кривых Т1 и Т2 – 50 мкс/см,  $\Delta t$  – 20 мкс/м/см. Диапазон измерения интервального времени  $\Delta T$  составляет 120÷600 мкс/м, относительная погрешность измерения интервального времени  $\Delta T$  составляет  $\pm 3\%$  (отн.). Абсолютная погрешность измерения коэффициента затухания  $\alpha$  -  $\pm 5$  дБ/м. Качество записи кривых хорошее.

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

Исходные геофизические параметры, как известно, – это параметры, в которых учтено влияние скважины, вмещающих пород, индивидуальных особенностей аппаратуры и других геолого-технологических факторов на показания методов ГИС.

В исследуемых отложениях производится количественная интерпретация метода собственных потенциалов, радиоактивных методов (ГК, НК), акустического и гамма-гамма плотностного каротажа, а также методов сопротивления.

Данные метода потенциалов собственной поляризации используются для пластов ВК, в варианте относительной амплитуды  $\alpha_{пс}$ . Для расчета величины  $\alpha_{пс}$  в качестве опорного пласта принимается достаточно мощный пласт с максимальной амплитудой СП.

По кривым гамма-метода (ГК) рассчитывается двойной разностный параметр  $\Delta J_{ГК}$  по формуле:

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}}{J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min}}$$

где  $J_{ГК}$ ,  $J_{ГК}^{\min}$ ,  $J_{ГК}^{\max}$  - зарегистрированные, минимальные (опорный чистый пласт) и максимальные (глины) показания ГК.

Опорные для ГК - чистый пласт с минимальными показаниями и глины с максимальными значениями показаний гамма метода.

Результаты измерений нейтронного каротажа (2ННКТ) используются в виде объемного водородосодержания (W), величина которого рассчитывается с использованием программного продукта «LogPWin».

Результаты акустического каротажа и объемной плотности гамма-гамма методом в плотностной модификации используются непосредственно без введения поправок.

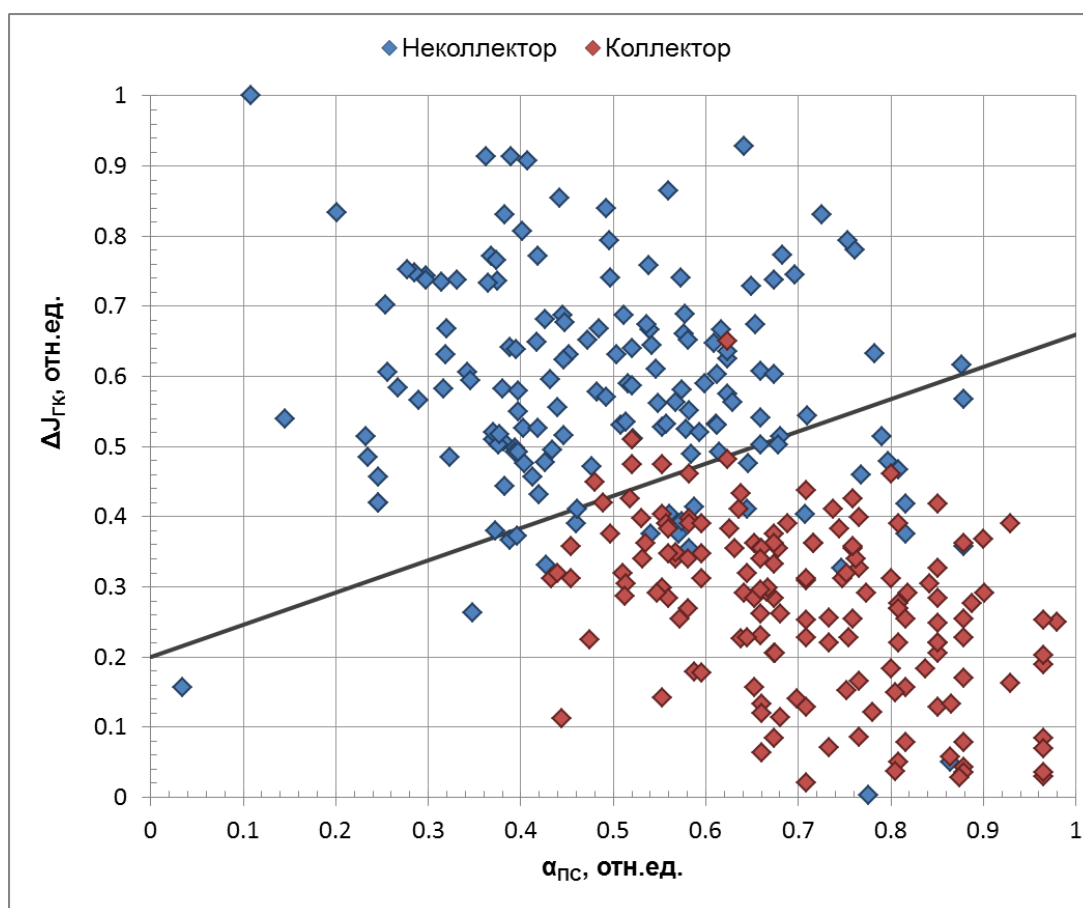


Рисунок 5.2.1 – Распределения и сопоставления параметров  $\alpha_{ПС}$  и  $\Delta J_{ГК}$  для коллекторов и неколлекторов месторождения Северного

В целом, выделение коллекторов в викуловских отложениях производилось по прямым качественным признакам. В скважинах, в которых



методы ГИС, явно фиксирующие прямые качественные признаки коллектора, не выполнены, выделение коллекторов осуществляется по косвенному количественному критерию  $\Delta J_{ГК}^{cp} = f(\alpha_{ПС})$ .

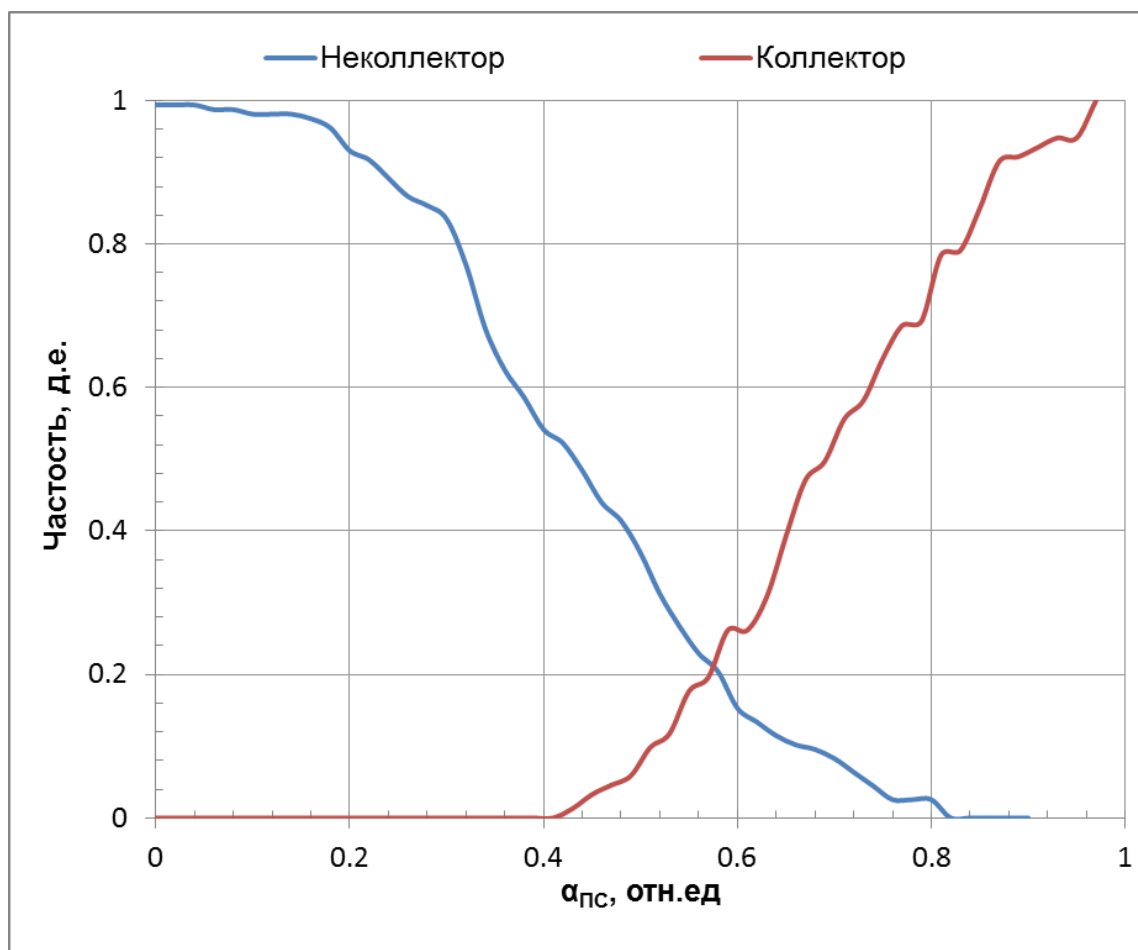


Рисунок 5.2.2 – Сопоставления параметров  $\alpha_{ПС}$  для коллекторов и неколлекторов

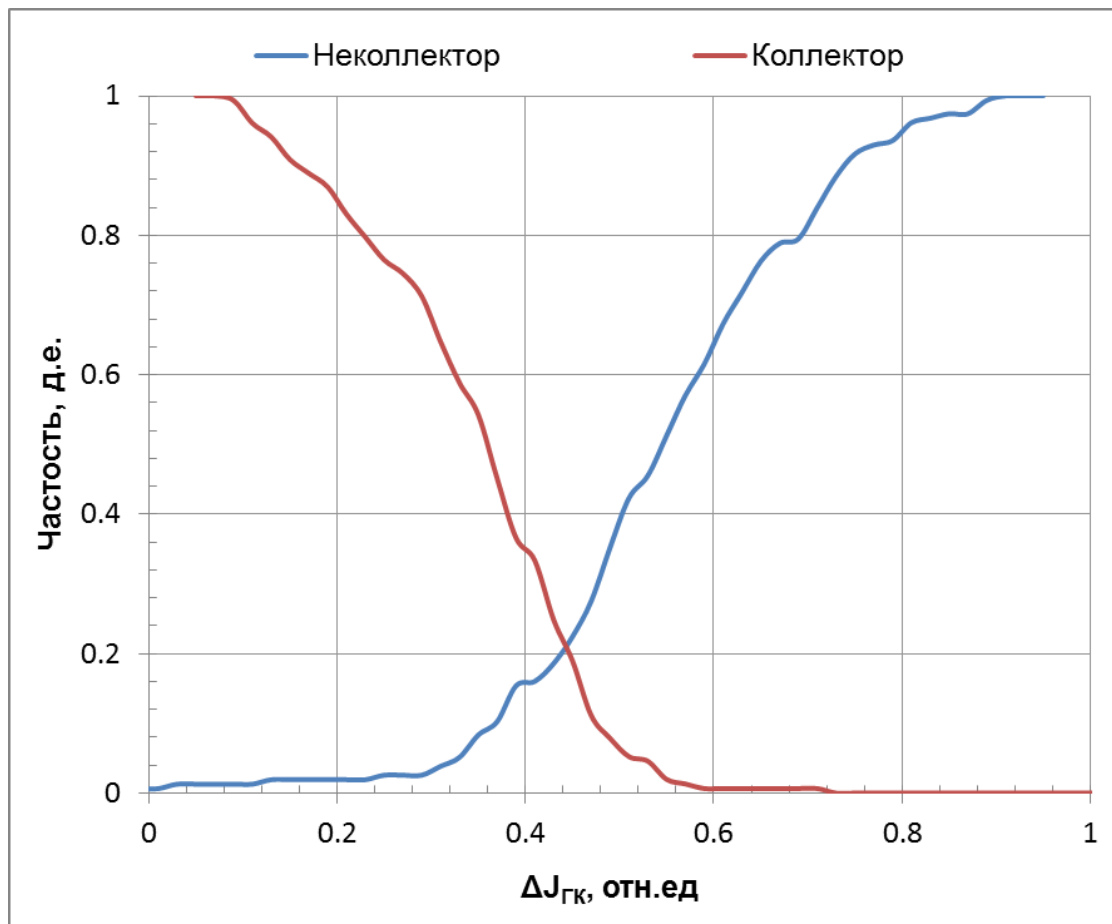


Рисунок 5.2.3 – Сопоставления параметров  $\Delta J_{ГК}$  для коллекторов и неколлекторов

### Определение коэффициента пористости

Коллекторы продуктивных пластов представлены песчано-алеврито-глинистыми горными породами полимиктового состава, для которых характерна существенная неоднородность структурных характеристик порового пространства. Структурные особенности таких пород связаны с формой, взаимным расположением и гранулометрическим распределением частиц, слагающих твердую фазу. Наряду со структурной неоднородностью, коллекторы викуловских отложений также осложнены наличием текстурной неоднородности, которая представляет собой тонкослоистое неравномерное распределение глинистых прослоев в песчано-алевритовой матрице.

Для песчано-алеврито-глинистых пород неоднородной текстуры предложена следующая модель:

$$\hat{K}_{II} = K_{II}^{песч}(1 - \chi) + K_{II}^{гл} \chi,$$

где  $\hat{K}_{II}$  – коэффициент пористости породы в целом;  $K_{II}^{песч}$  – коэффициент пористости песчано-алевритового компонента, рассчитываются относительно его объема;  $K_{II}^{гл}$  – коэффициент пористости глинистых прослоев и включений;  $\chi$  – объемная доля глинистых прослоев и включений.

Определение интегральной пористости осуществляется по методу ГГК-П и комплексу методов ГК и НКТ, на показания которых текстурные особенности породы-коллектора практически не сказываются.

При расчетах коэффициента пористости по методу ГГК-П плотность твердой фазы принимается равной 2,66 г/см<sup>3</sup>, а флюида - 1,0 г/см<sup>3</sup>:

$$\hat{K}_{II} = 100 \left( \frac{2,66 - \delta_{ГГК-П}}{1,66} \right)$$

где  $\delta_{ГГК-П}$  – плотность по данным ГГК-П.

Для определения интегральной пористости по комплексу методов ГК и НКТ использовалось уравнение, полученное для пород-коллекторов викуловских отложений соседнего месторождения, оно имеет вид:

$$\hat{K}_{II} = 0,16\omega - 8 \text{Log}_{10}(10\Delta J_{ГК} + 1) + 23$$

Величина  $\chi$  определялась по эмпирической зависимости  $\chi = f(\alpha_{ПС}, \Delta J_{ГК})$ , на основе определений доли непроницаемых прослоев по фотографии керна, увязанного с кривыми ГИС, относительной амплитуды ПС и двойного разностного параметра ГК:

$$\chi = 1 - \exp\left(\frac{-a(1 - \alpha_{ПС})}{1 + b\alpha_{ПС}}\right),$$

где  $a/b = 0,22 * \exp(3,355 * \Delta J_{ГК})$ .

Определение коэффициента пористости песчано-алевритовых прослоев производилось по уравнению, коэффициент пористости глинистых прослоев и включений принимался равным 17%.

Для оценки достоверности определения подсчетных параметров викуловских отложений по данным ГИС выполнены сопоставления с результатами керновых исследований. Сопоставления производились путем вынесения керновых данных на планшеты и графическим сопоставлением для песчаных прослоев в попластовом варианте.

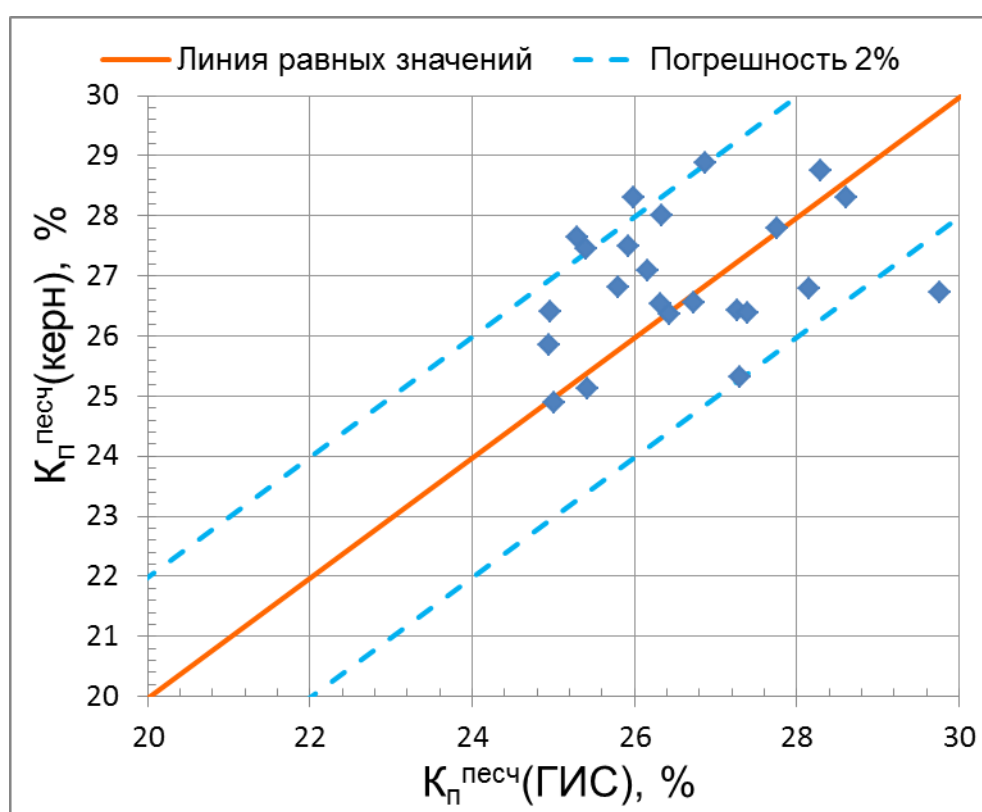


Рисунок 5.2.4 – Сопоставление определенных значений коэффициента пористости песчаных прослоев викуловских отложений с керновыми данными

#### Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определяется, как правило, по удельному электрическому сопротивлению. При этом используются петрофизические зависимости параметра насыщения ( $P_H$ ) от коэффициента

водонасыщенности ( $K_B$ ) и параметра пористости ( $P_{II}$ ) от коэффициента пористости ( $K_{II}$ ), а также зависимости удельного сопротивления ( $\rho_{II}$ ) от объемного водонасыщения ( $W_B$ ).

Для определения коэффициента нефтенасыщенности песчаных прослоев коллекторов викуловских отложений месторождения Северного использовали зависимость удельного электрического сопротивления от объемной водонасыщенности, полученную на образцах керна и пересчитанную в пластовые условия. Минерализация пластовой воды принималась по результатам исследования проб пластовой воды. Она составляет 17,8 г/л, что при пластовой температуре  $\approx 73^\circ\text{C}$  соответствует 0,17 Ом\*м.

Коэффициент нефтенасыщенности определялся как для песчаных прослоев ( $K_H^{песч}$ ), так и для пластопересечения в целом ( $\hat{K}_H$ ).

В первом случае коэффициент нефтенасыщенности определялся по найденным петрофизическим зависимостям с использованием сопротивления, пересчитанного с учетом доли и УЭС глинистых прослоев, по формуле параллельного соединения проводников:

$$\rho_{песч} = \frac{1 - \chi}{\frac{1}{\rho_{II}} - \frac{\chi}{\rho_{ГЛ}}},$$

где  $\rho_{ГЛ} = 3,9$  Омм.

Для пластопересечения в целом коэффициент нефтенасыщенности определялся по формуле:

$$\hat{K}_H = \frac{(1 - \chi) * K_{II}^{песч} * K_H^{песч}}{\hat{K}_{II}}.$$

#### Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости коллекторов викуловских отложений месторождения Северного получена зависимость от пористости на основе собственных керновых данных.

$$K_{IIР} = 0,0001 * \exp(0,45 * K_{II})$$

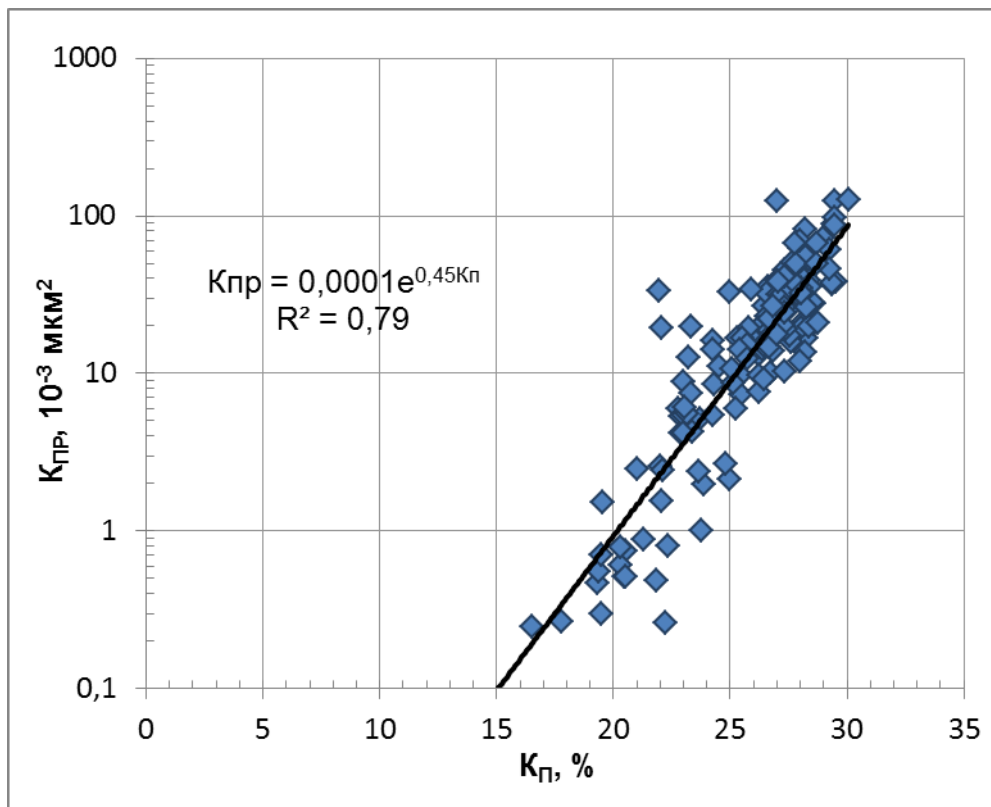


Рисунок 5.2.5 – Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости

## 6. Сравнительный анализ характера насыщения по ГИС и ГТИ

Одной из основных задач изучения геологического разреза месторождений углеводородов является определение характера насыщения коллекторов. Газовый каротаж является первым по хронологии методом, по которому определяют характер насыщения коллекторов, так как он пишется в процессе бурения в режиме реального времени. Газовый каротаж (Гк) даёт прямую непосредственную информацию о содержании углеводородов в разбуриваемых пластах путем изучения промывочной жидкости. Другим путём определения ХН выступают методы ГИС. Нередко результаты ГК дают ценную информацию, когда ХН по данным ГИС, например, в силу высокого сопротивления разреза, определить невозможно. Таким образом, представляется актуальным рассмотреть возможности определения ХН с помощью перечисленных методов, определить их достоинства, недостатки и оптимальные пути совместного использования.

### 6.1 Оценка характера насыщенности по газовому каротажу.

Данные газового каротажа используются обычно как на качественном, так и на количественном уровне, чтобы определить наличие или отсутствие в изучаемой части разреза нефтегазонасыщенных пород, а также оценить приближенное местоположение межфлюидных контактов. На количественном уровне для определения компонентного состава газов с последующим определением их соотношения и заключения о составе насыщающих пласт флюидов. Методика интерпретации данным Гк при этом заключается в следующем.

При ГТИ мерой продуктивности коллекторов служит так называемый остаточный газовый фактор флюида пласта  $G_{fo}$  (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) определяемый через приведенную газонасыщенность горной породы  $\Gamma_{пр}$  (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и ее пористость  $K_p$ .

Величина  $\Gamma_{пр}$  рассчитывается через суммарные газопоказания газоанализатора  $\Gamma_{сум}$  с учетом коэффициента разбавления  $E$  и коэффициента дегазации  $K_d$  применяемого дегазатора.

Граничные значения  $G_{\text{фо}}$  используемые для разделения коллекторов на продуктивные и непродуктивные, определяются из опыта работы в конкретном регионе. Например, для Западно-Сибирской НГП – 2,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. В любом случае значения  $G_{\text{фо}} > 4$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> соответствует продуктивным коллекторам, поскольку эта величина является предельным значением растворимости углеводородных газов в пластовой воде.

Для определения характера насыщенности пластов-коллекторов по составу газа предложено большое количество методик, приемов, флюидных коэффициентов, обобщенных показателей углеводородного состава (ОПУС), имеющих различную эффективность при применении в различных горно-геологических условиях.

Главной проблемой определения характера насыщенности коллекторов по составу газа является то обстоятельство, что большинство предложенных зависимостей основано на анализе состава добываемого природного газа, отбираемого из продукции скважины в условиях, резко отличающихся от условий отбора газа при проведении ГТИ как по начальным концентрациям, так и по условиям разгазирования, от которых серьезно зависит извлекаемый состав.

Решающее значение с представительностью данных о составе газа, извлеченного непрерывным дегазатором из промывочной жидкости, имеет начальная газонасыщенность и степень извлечение газа. Главной задачей при проведении газового каротажа является достижение максимально возможной степени дегазации с минимальной постоянной времени [7].

Учитывая тот факт, что загрязнение промывочной нефтепродуктами практически неизбежно даже для разведочных скважин, предпочтение следует отдавать критериям определения характера насыщенности, основанными на использовании наиболее защищенной части извлекаемых газов, таких, как метан, этан, пропан, практически полностью дегазируемых из добавленной нефти за один цикл циркуляции, в то время как углеводороды C<sub>4</sub> – C<sub>6</sub> могут оставаться в промывочной жидкости очень долго. Поэтому для практического



использования рекомендуются критерии, основанные на вариациях легких углеводородах C1 – C3.

Количественные критерии определения типа пластового флюида по этим соотношениям приведены в таблице 2, которая составлена по всем известным отечественным и зарубежным месторождениям.

Таблица 6.1.1 – Значения ОПУС для различного типа флюида

№	Обобщенный показатель углеводородного состава	Значения для различного типа флюида				
		Газ	Воды, контактирующие с залежью	Газоконденсатные и газонефтяные залежи	Нефть	Окисленная (остаточная нефть)
п/п						
1	ОПУС <sub>3</sub>	7-300	2-25	2-10	0,5-5	< 0,25
2	ОПУС <sub>4</sub>	2-30	0,9-6	0,7-2	0,08-0,95	< 0,05
3	ОПУС <sub>3</sub> <sup>1</sup>	0,1-180	100-200	160-760	500-9000	> 9000
4	ОПУС <sub>5</sub> <sup>1</sup>	0,0002-100	1-25	100-1100	700-250000	> 250000

Для корректного определения характера насыщенности выделенных пластов-коллекторов рекомендуется использование данных как по составу газа, извлеченного из промывочной жидкости принудительным дегазатором непрерывного действия, так и по содержанию остаточной нефти. Более важным для оценки характера насыщения являются, естественно, результаты исследования керна. При достаточном выносе керна на буровой легко устанавливается переход от водоносной к нефтенасыщенной части разреза. Еще более точно оценка характера насыщения реализуется по результатам лабораторных анализов керна.

Также существует методика прогнозной оценки характера насыщения при помощи построения палеток. По данным комплексного газового анализа полученного при опробывании или испытании пластов, и для типовых месторождений строились палетки РАГ. Состав газа рассчитывают по данным частичной и глубокой дегазации. Нанесенные на бланк точки соединяют линией,

форма которой отображает соотношение содержаний отдельных углеводородных компонентов. Бланк накладывают затем на палетку РАГ для сопоставления фактических кривых с эталонными (рисунок 6.1). При этом качественно различающиеся пласты имеют определенный характер сопоставимости.

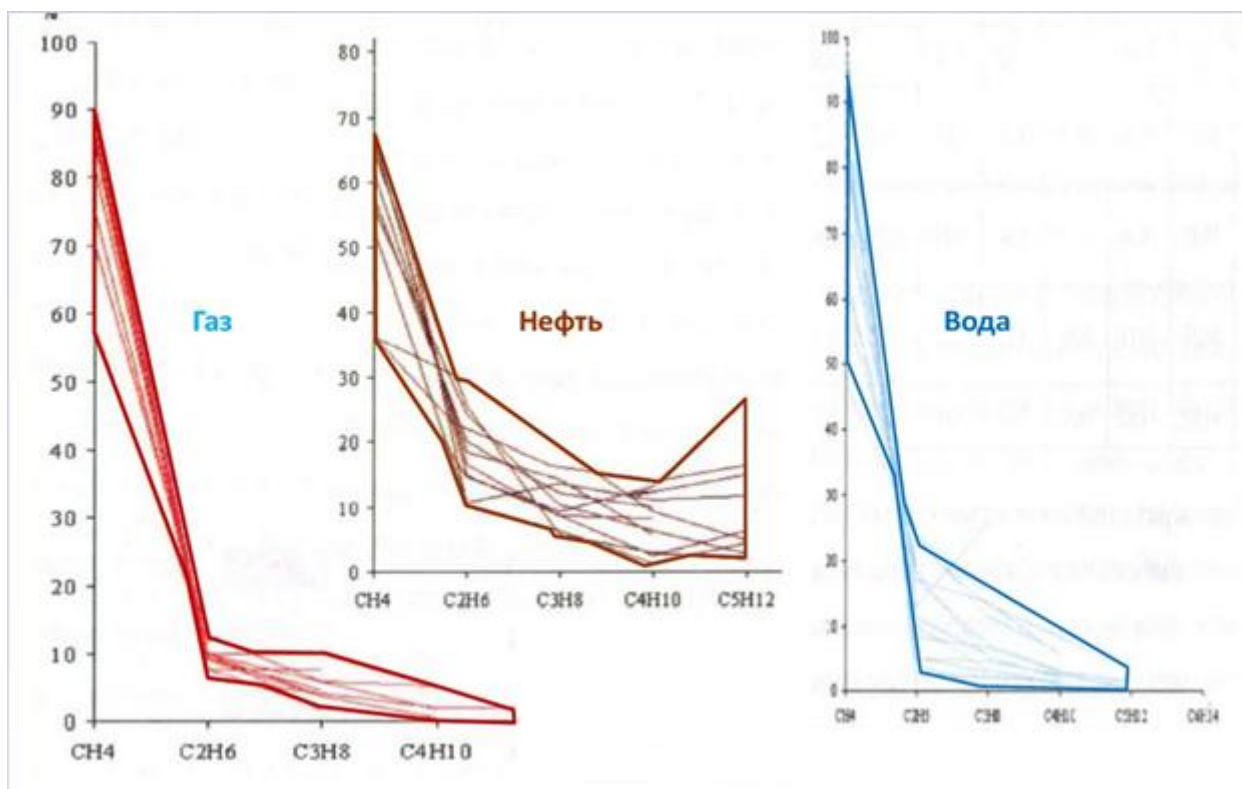


Рисунок 6.1.1 – Палетки РАГ

## 6.2 Оценка характера насыщенности по ГИС

Удельное электрическое сопротивление  $r_p$  пласта и в редких случаях удельное электрическое сопротивление  $r_{пз}$  прискважинной зоны пласта, полностью промытой фильтратом промывочной жидкости, были и остаются основными характеристиками пласта, используемыми для выделения нефтегазосодержащих пластов, оценки подвижности углеводородов в пласте, количественного определения нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$  пласта и прогнозирования состава притока при испытании.

Удельное сопротивление  $r_p$  определяется по данным БКЗ-БК-ИК. В терригенных разрезах весьма эффективно применение ВИКИЗ.

Задача оценки характера насыщенности по электрическому сопротивлению удовлетворительно решается для простых коллекторов порового типа. В коллекторах сложного строения эффективность решения задачи существенно ниже. Основной причиной снижения эффективности является резко выраженная зависимость  $r_{\text{п}}$  от структуры порового пространства, вследствие чего породы разного строения различаются по величине  $r_{\text{п}}$  в несколько раз при равных значениях  $K_{\text{н}}$  и  $K_{\text{в}}$ . Влияние структуры пор на  $r_{\text{п}}$  увеличивается с уменьшением  $K_{\text{п}}$ .

Классическая методика выделения нефтегазосодержащих коллекторов заключается в сопоставлении измеренных  $r_{\text{п}}$  или  $r_{\text{пз}}$  с расчетными величинами удельных сопротивлений пласта  $r_{\text{сп}}$  или его промытой зоны  $r_{\text{спз}}$  для условий 100%-ной насыщенности пласта водой, а промытой зоны фильтратом промывочной жидкости на водной основе.

Пласт содержит нефть или газ, если  $r_{\text{п}} > r_{\text{сп}}$  или  $r_{\text{пз}} > r_{\text{спз}}$ . В обратном случае характеристика пласта по насыщенности неоднозначная.

В некоторых случаях продуктивный коллектор уверенно выделяется по понижающему характеру проникновения, когда  $r_{\text{пз}} \ll r_{\text{п}}$ . Характер проникновения может быть установлен без количественного определения  $r_{\text{пз}}$  и  $r_{\text{п}}$  по сопротивлению исправленных за влияние скважины и толщины пласта показаний однотипных разноглубинных зондов БКЗ ВИКИЗ или БК. Понижающее проникновение, может быть, только в продуктивных коллекторах с предельной нефтегазонасыщенностью и низкими значениями  $K_{\text{во}}$ .

Отношение  $r_{\text{п}}/r_{\text{сп}}$  принято называть коэффициентом увеличения сопротивления или параметром насыщенности  $P_{\text{н}}$ , который обычно связан с коэффициентом водонасыщенности  $K_{\text{в}}$ .

### 6.3 Сравнительный анализ насыщенности по ГИС и Гк

На примере одного из месторождений Томской области рассмотрим проблематику расхождения данных. В первую очередь стоит обратить внимание на то, что интервалы насыщения по ГК отличаются от таковых по ГИС. (рисунок 6.3.1). В этом заключается проблема с привязкой газового каротжа к

разрезу по глубине. Зачастую не удастся рассчитать точно время оставания газа, и в связи с этим верно определить глубину продуктивных интервалов.

Насыщение определенное по методам ГИС, так же не соответствует характеру насыщенности определенному по газовому каротажу. Использовалась методика определения обобщенных показателей углеводородного состава. Приведем пример расчетов этой методики для данного интервала.

$$\text{ОПУС}_3 = C_1 * C_2 / (C_2 + C_3)^2 = 9,67$$

$$\text{ОПУС}_4 = C_1 * C_2 * C_3 / (C_2 * C_3 * C_4)^3 = 1,27 * 10^{14}$$

$$\text{ОПУС}^1_3 = C_1 * C_2 * C_3 / 3 = 0,00018$$

$$\text{ОПУС}^1_5 = C_1 * C_2 * C_3 * C_4 * C_5 / 5 = 4,34 * 10^{-10}$$

Из таблицы 6.1.1 следует, что данный интервал насыщен газом. Хотя по результатам ГИС характер насыщения отличается и флюидом является нефть. Различие в насыщении может быть связано с неточностью определения характера насыщения по газовому каротажу.

Показания газового каротажа становится неконцентрированными в случае добавок углеводородов либо масляных компонентов в промывочную жидкость. Имеет большое значение расстояние от устья скважины до места установки дегазатора, вязкость и пр. свойства промывочной жидкости, так же свою роль играет степень извлечения газа. Повторяя выше сказанное, определение углеводородного состава искажается из-за того что углеводороды C4-C6 могут долго оставаться в промывочной жидкости.

По газовому каротажу практически все методики интерпретации по углеводородным газам, за исключением количественных, достоверно оценивают только фазовое состояние УВ в промывочной жидкости, но не учитывают коллекторские свойства пород и возможное насыщение пласта смесью воды с УВ. Так, сильноглинистые породы-неколлекторы, имеющие поровое пространство, часть которого может быть занята УВ, могут характеризоваться по газовому каротажу и ЛБА как нефтенасыщенные.

Проанализировав результаты ГК и данных ГИС на рис. 6.3.1, а так же обобщая производственный опыт применения этих методов, можно сделать некоторые заключения об их возможностях для определения ХН (табл. 6.3.1).

Таблица 6.3.1 – Достоинства и недостатки методов для определения ХН

Определение характера насыщения			
газовый каротаж		ГИС	
достоинства	недостатки	достоинства	недостатки
дает результат в любом разрезе	проблема с привязкой по глубине	высокая точность привязки к разрезу и детальность исследований	затруднено определение характера насыщения в карбонатных разрезах
не требует остановки бурения	расхождение ХН пласта с данными испытаний пластов	хорошая сходимость с данными испытаний пластов	

По результатам сравнительного анализа определения ХН по данным ГИС и ГК можно заключить, что более надёжные результаты дают методы ГИС, при этом ГК может дополнить интерпретацию данных ГИС и предать уверенность в её правильности. Определение ХН только по данным ГК может привести к ошибочным результатам, главным образом, в силу существенной погрешности в привязки по глубине и в силу сложности корректного определения флюидного состава углеводородов в коллекторе.

# ГИС

# ГТИ

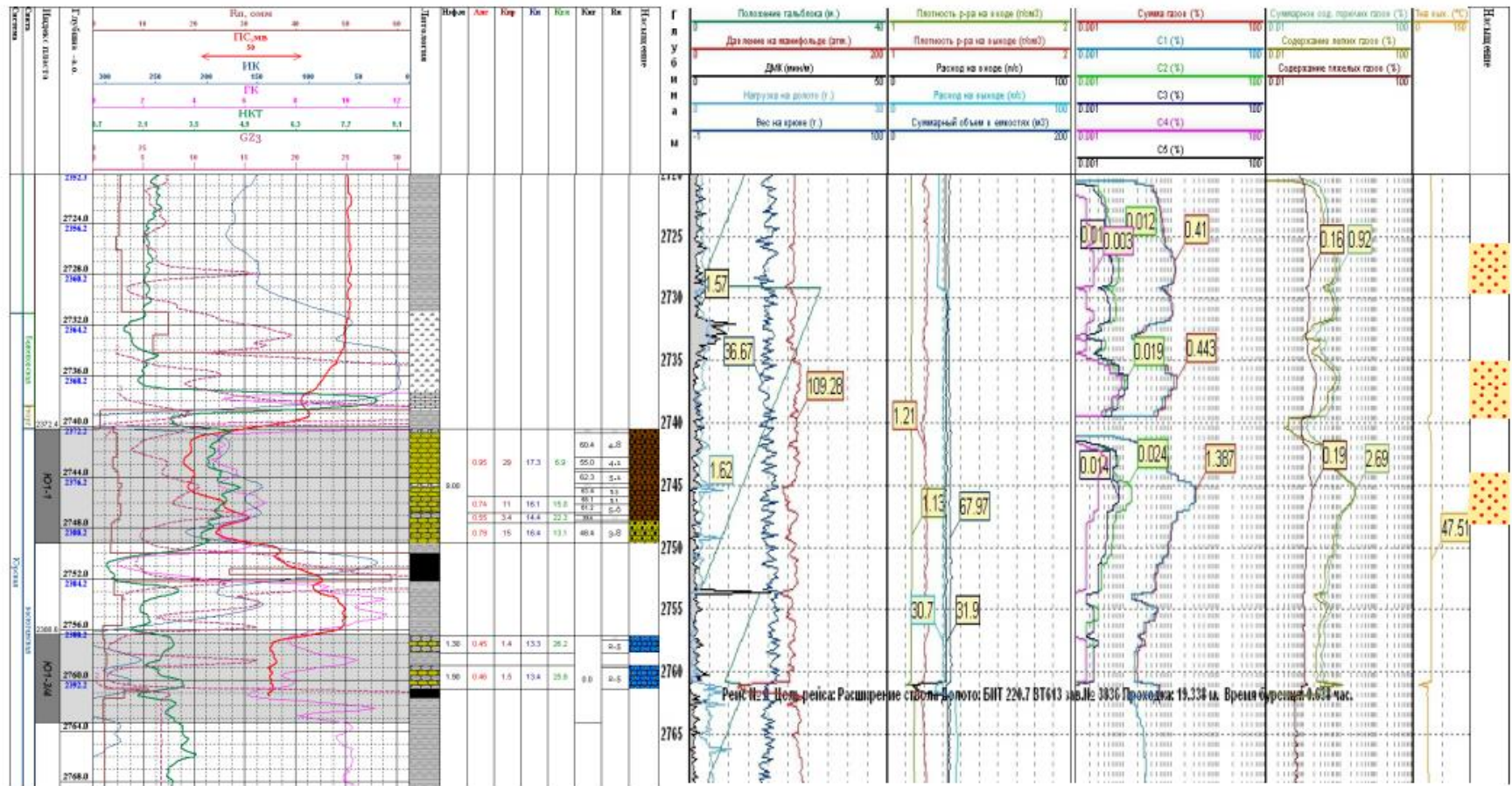


Рисунок 6.3.1 – Каротажная сборка по ГИС и ГТИ

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Виды и объемы проектируемых работ

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

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

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

В качестве нормативного документа будет использоваться справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-89) [12].

Виды работ и необходимое оборудование указаны в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Комплекс ГИС

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м		Объём, м
			Кровля	Подошва	
1	Стандартный каротаж	1:500	0	2900	2900
2	Индукционный каротаж	1:200	1400	1600	200
3	Микрокаротажное зондирование	1:200	1400	1600	200
4	Радиоактивный каротаж	1:500	0	2900	2900
5	Акустический каротаж	1:200	1400	1600	200

6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	1:200	1400	1600	200
7	Боковой каротаж	1:200	1400	1600	200
8	Микробоковой каротаж	1:200	1400	1600	200
9	Кавернометрия	1:500	1400	1600	200
10	Резистивиметрия	1:500	0	2900	2900
11	Микрокавернометрия	1:500	1400	1600	200
12	Боковое каротажное зондирование	1:200	1400	1600	200
13	ВИКИЗ	1:200	1400	1600	200

### Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Одна партия может выполнять геофизические исследования и делать запись каротажных диаграмм за раз только на одной скважине.

При расчёте также воспользовались ПОСН 81-2-49, чтобы уточнить производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. Нормативная продолжительность проведения геологоразведочных работ складывается из количества видов каротажа, расстояния до месторождения, технического дежурства, объёма записи и объёма спускоподъемных операций (СПО) приборов.

Таблица 7.2 – Расчёт затрат времени

№	Вид работ	Объём на запись, м	Норма времени на запись по ПОСН 81-2-49	Объём на СПО, м	Норма времени на СПО по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объём, мин
1	Стандартный каротаж	2900	3	2900	2,36	мин/100 м	155,44
2	Индукционный каротаж	200	4,1	1400	2,36	мин/100 м	41,24
3	Микрокаротажное зондирование	200	8,1	1400	2,36	мин/100 м	49,24
4	Радиоактивный каротаж	2900	18	2900	2,36	мин/100 м	590,44
5	Акустический каротаж	200	10,8	1400	2,36	мин/100 м	54,64
6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	200	50	1400	2,36	мин/100 м	133,04
7	Боковой каротаж	200	3,3	1400	2,36	мин/100 м	39,64
8	Микробоковой каротаж	200	8,1	1400	2,36	мин/100 м	49,24
9	Кавернометрия	200	3,7	1400	2,36	мин/100 м	40,44
10	Резистивиметрия	2900	3	2900	2,36	мин/100 м	155,44
11	Боковое каротажное зондирование	200	3	1400	2,36	мин/100 м	39,04
12	ВИКИЗ	200	10	1400	2,36	мин/100 м	53,04
13	Проезд, км	150	1,9			чел-час/км	285



14	Тех.дежурство	18	60			чел- час/парт-ч	1080
Всего:							2765,88

Проезд из Сургутского управления геофизических работ (СУГР) треста «Сургутнефтегеофизика» до исследуемой скважины на Восточно-Юганском месторождении рассчитан с учётом дороги в обе стороны. По расчетам из нормативных документов все работы на скважине необходимо провести не менее чем за 2765,88 минут. Необходимо учесть, что рабочий день составляет всего 8 часов, то на проведение работ на скважине потребуется 5,76 дня.

#### Расчёт сметной стоимости работ

Для спускоподъёмных операций скважинных приборов будет использоваться каротажный подъёмник ПКС-3,5М на базе Урал-4320. Лебедка подъёмника рассчитана на 5000 м трёхжильного бронированного геофизического кабеля. Для записи каротажных диаграмм и обработки материалов (увязки) будет использоваться мобильная и простая в обращении станция КЕДР-02. Запись будет производиться на жесткий диск.

Таблица 7.3 – Результаты расчёта стоимости спецоборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	Стоимость, руб.
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	15000000
2	Эк-1	шт.	1	350000
3	МК-М	шт.	1	470000
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000
5	СПП-2	шт.	1	560000
6	СПАК-6	шт.	1	600000
7	СРК-01	шт.	1	720000
8	К1А-723-М	шт.	1	450000
9	Ноутбук	шт.	1	35000
10	Ксерокс	шт.	1	40000
11	Сканер	шт.	1	6000
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1800000
Итого				20721000

Таблица 7.4 – Расчет стоимости расходуемых материалов

№	Наименование	Ед.изм.	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
1	Диаграммная бумага	Рулон	1	300	300
2	Картридж	шт	2	2800	5600

3	Заправка картриджа	шт	2	1600	3200
4	Канцелярия	шт	20	50	1000
Всего					10100

Таблица 7.5 – Расчет стоимости топлива

Наименование	Расход, л/100 км	Расстояние, км	Количество топлива, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Проезд	40	150	60	40	2400

Таблица 7.6 – Расчет расходов на оплату труда

№	Должность	Числ-ть по штату, ед	Средняя з/п одного чел. Дня	Фонд з/п в день	Количество дней проведения работ	Сев. коэф.	Рай. коэф.	Фонд з/п на весь объем работ
1	Нач. партии	1	2500	2500	5	1,5	1,7	31875
2	Геофизик	1	3000	3000	5	1,5	1,7	38250
3	Каротажник	1	2000	2000	5	1,5	1,7	25500
4	Машинист	2	2100	4200	5	1,5	1,7	53550
Итого								149175

Страховые взносы составляют 30% от фонда оплаты труда и регламентируются главой 34 налогового кодекса РФ. Средства на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве исчисляются из фонда оплаты труда и основываются на федеральном законе № 125.

Таблица 7.7 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

№	Должность	Фонд з/п, руб	Страховые взносы, %	Сумма, руб
1	Нач. партии	31875	30	9562,5
2	Геофизик	38250	30	11475
3	Каротажник	25500	30	7650
4	Машинист	53550	30	16065
5	От несчастных случаев и проф. заболеваний	Сумма 149175	0,2	298,35
Всего				45050,85

Расчет амортизационных отчислений на специальную аппаратуру производится с учетом норм амортизации (СН Часть 5 Геофизические исследования в скважинах) (табл. 7.8).

Таблица 7.8 – Расчет амортизационных отчислений

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Ст-ть, руб	Норма амортиз. в год, % по СН ч. 5	Сумма амор. за 1 день, руб	Сумма аморт. за период работ (5,76 дня), руб
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	1500000	20	8219,18	47342,48
2	Эк-1	шт.	1	350000	20	191,78	1104,653
3	МК-М	шт.	1	470000	20	257,53	1483,373
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000	20	372,60	2146,176
5	СПП-2	шт.	1	560000	28,6	438,79	2527,43
6	СПАК-6	шт.	1	600000	28,6	470,14	2708,006
7	СРК-01	шт.	1	720000	28,6	564,16	3249,562
8	К1А-723-М	шт.	1	450000	28,6	352,60	2030,976
9	Ноутбук	шт.	1	35000	11	10,55	60,768
10	Ксерокс	шт.	1	40000	11	12,05	69,408
11	Сканер	шт.	1	6000	11	1,81	10,4256
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000	11	3,01	17,3376
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1800000	20	986,30	5681,088
Итого							68431,68

Таблица 7.9 – Расчёт накладных расходов

№	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объём затрат, руб.	Процент накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
1	Спецоборудование	20721000	5	1036050
2	Материалы	10100	5	505
3	Оплата труда	149175	5	7458,75
4	Начисления на оплату труда	45050,85	5	2252,54
5	Амортизация основных средств	68431,68	5	3421,584
Итого				1049687,87

На основании всех приведенных расчетов затрат, определяем общую сумму затрат на проведение ГИС (таблица 7.10).

Таблица 7.10 – Общие затраты на проведение ГИС

Наименование затрат	Общая сумма затрат, руб.
Спецоборудование	20721000
Материалы	10100
Оплаты труда	149175
Начисление на оплату труда	45050,85
Амортизация основных средств	68431,68
Накладные расходы	1049687,87

Итого основных расходов	22043445,4
-------------------------	------------

При использовании каротажной станции, а именно при доставке необходимых материалов и приборов, а также доставки рабочего персонала до места исследования, затраты на топливо составят 2400 руб/день.

Общая сумма расходов при исследовании проектной скважины комплексом ГИС составит 22043445,4 руб. Также стоит учитывать затраты на топливо в день.

Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

#### Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей следует учитывать их размер и возможность возместить убытки, так как крупные компании часто используют новейшие технологии и могут поддаться риску. Разумно выбрать два наиболее значимых критерия для выбора компании: учитывать ее размер и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Сегментирование – это разделение на сегменты тех или иных покупателей на группы, где для каждой группы может быть востребован один и более товаров. Для их сегментации можно применять разделение по географическим, демографическим, поведенческим признакам.

Однако для анализа потребителей также важно рассматривать не только сегментирование, но и целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет продаваться будущая предложенная разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Что касается данного проекта, то далеко не все компании могут позволить себе его реализовать, а только компании, связанные с нефтяной промышленностью. Здесь же вытекает географический критерий, так как не

каждый регион и не всякая страна имеют возможность проводить данные исследования.

При рассмотрении данного проекта можно предположить, что им заинтересуется компания ПАО «Сургутнефтегаз», которая имеет для этого все ресурсы и может провести необходимые исследования на территории исследуемого месторождения, даже если проект окажется не выгодным в итоге (рис. 15). Также не стоит забывать, что географически она расположена выгодно по сравнению с остальными крупными компаниями в регионе.

		Нефтедобывающие предприятия
Размер компании	Крупные	Сургутнефтегаз
	Средние	НижневартовскАСУнефть
	Мелкие	Юганскнефтегаз

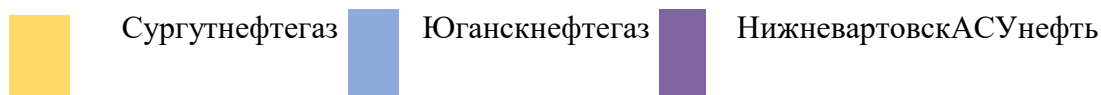


Рисунок 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг

#### Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;

уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

бюджет разработки;

уровень проникновения на рынок;

финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 7.11.

Таблица 7.11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Модернизованность геофизических приборов	0,2	5	5	4	1	1	0,8
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	2	3	0,75	0,3	0,45
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,18	5	4	3	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Финансирование проекта	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
4. Наличие сертификации разработки	0,02	5	4	5	0,1	0,08	0,1
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>36</b>	<b>33</b>	<b>4,95</b>	<b>3,23</b>	<b>3,75</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

В качестве примера рассчитаем конкурентноспособность моего проекта:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i = 0,2 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,18 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,02 \times 5 = 4,95$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,95, в то время как двух других аналогов 3,23 и 3,75 соответственно. Результаты показывают, что разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

### SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно- исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно- исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Затем, в рамках третьего этапа, должна быть составлена итоговая матрица (табл. 7.14) SWOT-анализа.

Таблица 7.14 – Матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны:</b>                  С1. Устойчивое финансовое состояние.                  С2. Прибыльность.                  С3. Квалифицированные сотрудники.</p>	<p><b>Слабые стороны:</b>                  Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования.                  Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения установки.                  Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p>
<b>Возможности:</b>	Простота разработки при	Помощь в поддержание и

<p>В1. Использование инфраструктуры ПАО «Сургутнефтегаз».</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на разработку.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>особо сложных ситуациях залегания полезного ископаемого может вызвать спрос, что может увеличить количество спонсоров.</p> <p>Далее, при подобной разработке, может уменьшить конкурентоспособность других компаний.</p>	<p>финансировании проекта могут захотеть оказать различные инфраструктуры.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Охват с помощью новейших технологий может повысить спрос и конкуренцию разработок подобных месторождений.</p>	<p>Длительный срок поставок материала и оборудования для проведения исследований может привести к отсутствию спроса на услуги.</p>

### Риски проекта

Рискованность проекта заключается в том, что нефтегазовые компании могут отказаться от разработки подобных месторождений с подобными сложными структурами, так как подобные месторождения входят в категорию как «сложные».

Есть риск, что подобная эксплуатация мест залегания полезного ископаемого не будет окупаться и затраты будут превышать прибыльность проекта, не говоря уже о сложности доставки материалов и оборудования не только для геофизических исследований скважины, но и для добычи.

### Эффективность проекта

При удачной реализации данного проекта и его рентабельности, будут получены все необходимые данные для дальнейшей разработки месторождения.

Применяемые новейшие технологии помогут нефтегазодобывающим компаниям проводить сложные исследования и операции по добыче полезного ископаемого в сложных структурах под землей, как в случае Восточно-Юганского месторождения – на склоне в Фаинской котловине.



Если исследования, проводимые в проектной скважине, окажутся достаточно обоснованными для дальнейшей разработки месторождения, то здесь уже будут привлекаться необходимые технологические изыскания по добыче углеводородов с привлечением отечественных и зарубежных компаний для обмена опытом.

В ходе выполнения данного проекта по добычи сложно залегающих углеводородов были рассчитаны все необходимые затраты и проведен анализ конкурентоспособности.

## 8. Социальная ответственность

Трест «Сургутнефтегеофизика» является структурным подразделением ПАО «Сургутнефтегаз». ПАО «Сургутнефтегаз» является недропользователем и осуществляет свою производственную деятельность по добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья более чем на 60 месторождениях Российской Федерации. Основной производственной задачей треста «Сургутнефтегеофизика» является выполнение геофизических исследований и работа в нефтяных и газовых скважинах с целью определения свойств геологических объектов и технических характеристик скважин.

Каждое отдельное геофизическое исследование или работа в скважине решает конкретную производственную задачу, поставленную заказчиком на определенном этапе жизни скважины. Работы в тресте выполняются специализированными геофизическими партиями, которых насчитывается более 250.

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для изучения нижнего отдела Викуловской свиты Меловой системы и определения их продуктивности будут проводиться на Северном месторождении, расположенном в Октябрьском районе ХМАО.

Климат приравнен к условия крайнего севера, поэтому жители имеют северные коэффициенты и надбавки к заработной плате. Лето составляет продолжительность около 50-60 дней в году.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [13]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения;

дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [14]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [15]. Для сотрудников, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [13].

#### Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Геофизические исследования в необсаженной скважине: стандартный комплекс методов каротажа	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, в том числе грузоподъемные. 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током	1.Повышенный уровень шума. 2.Отклонение показаний метеоусловий на открытом воздухе.	1.ГОСТ 12.1.003–2014 [17]. 2.ГОСТ 12.1.005–88 [18]. 3. ГОСТ 12.1.029-80 [19]. 4. ГОСТ 12.1.030–81 [20]. 5. ГОСТ 12.1.038–82 [21]. 6. ГОСТ 12.3.009–76 [24]. 7. ГОСТ Р 12.1.019–2009 [25].

Камеральный	Обработка геофизических данных на компьютере: - построение литолого-стратиграфических разрезов; - построение структурных карт; - корреляция данных ГИС.	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током	1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. 2. Отклонение показателей микроклимата в помещении.	1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22]. 2. СП 60.13330.2012 [26]. 3. СанПиН 2.2.4.548-96 [23]. 4. СП 52.13330.2016 [27]. 5. ГОСТ 12.1.005-88 [18]. 6. ГОСТ 12.1.038-82 [21].
-------------	--	--	--	---

Анализ потенциальных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

#### Полевые работы

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

При работе с подъемно-каротажной станцией, автокраном, передвижной парообразующей установкой (ППУ) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами (в случае аварии), стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. 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. Если работа производится в тёмное время суток, то необходимо добавить дополнительные источники освещения [28]. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

## 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной 84 электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2017) [25].

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; систему защитных проводов;

защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; контроль изоляции; компенсация токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

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

#### Камеральные работы

##### 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. Во время рабочего процесса существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [22]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов напряжением до 1000 В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200 В.

Согласно ПУЭ [30] помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к первой категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую

опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты: защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты); защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [20], ГОСТ 12.1.038- 82 [22]).

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности.

Полевой этап

#### 1. Превышенный уровень шума

При геофизических исследованиях в необсаженных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются буровая установка, удерживающая оборудование для подвода бронированного кабеля в скважину, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп); звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

## 2. Отклонение показаний метеоусловий на открытом воздухе

Так как месторождение Восточно-Юганское находится на территории в условиях крайнего севера, то стоит рассмотреть воздействие факторов метеоусловий на человеческий организм в прохладное или холодное время года.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах, а также в ночное время суток.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождение работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИПП, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

В технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах [26] сказано, что геофизические работы на открытом воздухе при температуре минус 27-29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре



минус 30-35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 35-39°C с ветром силой не более 3 баллов без ветра минус 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

Геофизические исследования скважин запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

#### Камеральные работы

##### 1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016 [27]).

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемыми жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

## 2. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен один компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548-96 (табл. 8.2).

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Iб» категории работ.

Таблица 8.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м<sup>3</sup>. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м<sup>3</sup>, составляет не менее 30 м<sup>3</sup> /чел.×час.

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно- вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции

состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

#### Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

#### Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спускоподъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины, стекая по геофизическому кабелю, попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как буровое оборудование не обеспечивает полную очистку кабеля от скважинных жидкостей, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих

каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового очистного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими утечек бурового раствора по геофизическому кабелю.

#### Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

#### Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота ( $\text{NO}^2$ ), оксид углерода ( $\text{CO}$  – угарный газ), диоксид серы ( $\text{SO}^2$ ), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата из исследуемой скважины, 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 [31] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять: оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода: 3 мг/м<sup>3</sup>; диоксид серы: 0,05 мг/м<sup>3</sup>; метан: 7000 мг/м<sup>3</sup>.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами, которые очищают выхлопные газы от вредных примесей. Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет в половину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов

на окружающую среду. Одно дерево за год поглощает объём выхлопных газов, выделяемый среднестатистической машиной за 25 000 км пробега. А также проверка и ремонт устьевого оборудования, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [32]).

#### Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Каждый работник компании обязан знать свои действия и обязанности в случае возникновения ЧС. Поэтому в каждой рабочей партии при проектировании работ разрабатываются или обновляются планы действий при ЧС.

В районе работ могут возникнуть ЧС техногенного характера (транспортные аварии, пожары, взрывы зарядов, внезапное обрушение зданий и сооружений, аварии на электроэнергетических сетях), а также природного (сильный снегопад, мороз, бури, поздний ледостав, раннее вскрытие рек).

#### Действия при возникновении ЧС:

Не паниковать;

Остановить работы, повлекшие к возникновению ЧС;

Сообщить о происшествии диспетчеру или руководителю, а также остальным рабочим (местонахождение, тип происшедшего случая, имена пострадавших, тип травмы или повреждения и т.п.).

На данном участке, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация

электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

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

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

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. Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013 [33]).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [34]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования: наличие инструкций о мерах пожарной безопасности; наличие схем эвакуации людей в случае пожара; средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

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

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий [35] на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 15/15, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ [13]). Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.

Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [36]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ [15]). Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [35].

#### Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.



Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования устьевого оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника [4].

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более  $2/3$  разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон [32].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании результатов изучения ранее геолого- геофизической характеристики исследуемого объекта, а также анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Северном месторождении. На основании данного проведенного анализа построена физико-геологическая модель пласта ВК1 для проектируемых разведочных скважин и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ. Рассмотрена обработка данных результатов ГИС.

Специальная часть посвящена сравнению определения характера насыщения по методам сопротивления и газового каротажа.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 22043445,4 рублей. Определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т.1, Ай-Пимское. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2013. - С. 241
2. Горбачева Г.И., Одношевная И.И., Южакова В.М. Сведения о геологогеофизической изученности территории ХМАО // Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. - С. 9-13.
3. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин. Том 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Под редакцией Гришкевича В.Ф., Теплякова Е.А. – Ханты-Мансийск, 2000. – 432 с.
4. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000. – 180 с.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С.
6. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149с.
7. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, 2003 г. – 167 с.
8. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лузуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 с.
9. Латышов М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
10. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие / А.В. Ежова; Томский Политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.

11. Справочник по промыслово-геофизическим исследованиям и работам в скважинах для специалистов ОАО «Сургутнефтегаз»: Справочное пособие. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2009. – 238 с., 147 илл.
12. ПОСН 81-2-89 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147;
14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;
15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221;
16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - М.: Недра, 2001.
17. ГОСТ 12.1.003-2004 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);
19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
20. ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

23. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
24. ГОСТ 12.3.009–76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1);
25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
26. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
28. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;
29. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;
30. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
31. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
32. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;
33. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
34. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
35. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников ПАО «Сургутнефтегаз».

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