

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Специализация Геофизические методы исследования скважин  
 Кафедра геофизики

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ          ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ          НА ФЕСТИВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 553.982:552.578.2.061.4:550.83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Ныгманов Жанибек Сакенович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лобова Г.А.	д.г-м.н		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	к.г-м.н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	к.г-м.н.		

## Запланированные результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-изыскательной деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться 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 (P10), 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 (11).

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) Технология геологической разведки  
 (Геофизические методы исследования скважин)  
 Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:  
 И. о. Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Ныгманову Жанибеку Сакеновичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов на Фестивальном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08 февраля 2017 г. № 763/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31 мая 2017 г.
--	----------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы, собранные во время производственной преддипломной практики на предприятии ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика». Опубликованная и фондовая литература.
<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-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса</li> <li>5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.</li> <li>6. Акустический сканер САС-90 как инструмент для</li> </ol>

	<p>решения геолого-геофизических задач при исследовании скважин</p> <p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8. Социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Положение Фестивального месторождения на Карте размещения ГРП в Томской области к программе на 2014-2020 гг.</li> <li>2. Положение района исследования на физической карте.</li> <li>3. Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г.</li> <li>4. Изученность Фестивального вала сейсморазведочными работами и глубоким поисковым бурением.</li> <li>5. Положение района исследования на карте изученности Томской области глубоким бурением на 2016 г.</li> <li>6. Фрагмент «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления».</li> <li>7. Фрагмент тектонической схемы осадочного чехла.</li> <li>8. Структурная карта по отражающему горизонту <math>\Phi_2</math>.</li> <li>9. Нефтегазогеологическое районирование территории юга-востока Западной Сибири.</li> <li>10. Положение проектной разведочной скважины № 200 на структурной карте по отражающему горизонту <math>\Phi_2</math>.</li> <li>11. Геологический разрез по линии I-I (рис. 11) и положение проектной скважины № 200.</li> <li>12. Физико-геологическая модель объекта исследования.</li> <li>13. Прибор комплексный КИА-723-М.</li> <li>14. Прибор микрокаротажа КЗА-723.</li> <li>15. Каверномер малогабаритный НС-380.</li> <li>16. Аппаратура АК СПАК-6Д.</li> <li>17. Цифровая аппаратура РТГ-42</li> <li>18. Прибор скважинной акустической цементометрии КЕДР-АКЦ-42Т.</li> <li>19. Каротажная станция КЕДР.</li> <li>20. Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в колонне скважины в интервале искусственно созданных дефектов.</li> <li>21. Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в интервале искусственно созданных прямоугольных дефектов.</li> <li>22. 3D-изображение прямоугольных дефектов, полученное с помощью аппаратуры САС-90.</li> <li>23. Пример сверлящей перфорации, визуализируемой на одной из скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с помощью аппаратуры САС-90.</li> <li>24. Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в открытом стволе скважины (глубины условные).</li> <li>25. Визуализация по материалам САС-90 процессов выщелачивания в карбонатном разрезе при восходящем потоке жидкости.</li> <li>26. Пример выявления по материалам САС-90</li> </ol>

	<p>процессов выщелачивания при нисходящем потоке жидкости в карбонатном разрезе.</p> <p>27. Пример выделения залеченной трещины.</p> <p>28. Пример выделения открытых трещин.</p> <p>29. Прибор USI.</p> <p>30. Вращающийся модуль прибора Isolation Scanner. А – акустический излучатель-приемник, Б – излучатель, В – приемники, Г – изгибные колебания.</p> <p>31. Геометрическая интерпретация измерений USI и визуализации данных с помощью прибора Isolation Scanner.</p> <p>32. Карта ТЖК на плоскости измерений для цемента класса G.</p>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Геологическая часть	Кныш Сергей Карпович.
Экономическая часть	Кочеткова Ольга Петровна.
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна.

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

Реферат

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	8 февраля 2017 г.
---	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Галина Анатольевна	Д.г.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Ныгманов Жанибек Сакенович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 33 рис., 25 табл., 52 источников, 2 прил.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, априорная физико-геологическая модель, водонефтяной контакт, фильтрационно-емкостные свойства, Фестивальное месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная скважина № 200, заложенная на расстоянии 1,5 км к северо-западу от скважины № 252, глубиной 3250 м со вскрытием доюрских отложений.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований в скважине № 200 Фестивального месторождения, описании методики проведения работ и характеристики применяемой аппаратуры.

Задачи данного проекта заключаются в обосновании комплекса геофизических исследований для решения следующих задач: литологического расчленения разреза и выделение коллекторов, оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценки характера насыщения, определении водонефтяного контакта, определении технического состояния скважин.

Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований в скважинах, пробуренных на месторождении, позволил определить положение скважины на площади, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине № 200, также построить физико-геологическую модель. Комплекс методов включает электрические, радиоактивные, акустические методы, газовый каротаж, и методы определения технического состояния скважины. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

Специальная часть посвящена акустическим методам при решении геолого-геофизических и технических задач в глубоких скважинах.

Рассчитанная стоимость проектно-сметных работ составила 7988575,99 рублей. Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## ABSTRACT

Graduation qualification work 120 pages, 33 pictures, 25 tables, 52 sources, 2 addendum.

Keywords: complex of geophysical research, prior physico-geological model, oil-water surface, reservoir parameters, Festival deposit, Tomsk region.

The object of research is project of well №200, which is situated in 1.5 km northwestern from well №252, depth of well is 3250 m, well strips pre-Jurassic formations.

The purpose of work is to project the complex of geophysical researches on well №200 of Festival deposit, also in describing the approach of works and characteristic of useable hardware.

The task of current project is to reasoning the complex of geological methods for reaching these tasks: interlayering and identify reservoirs, rating reservoir parameters and fluid content, identifying oil-water surface and technical state of well.

Analyze of main findings of earlier researches in well, allows to find out the position of well, choose methods and reason geophysical complex for solving current tasks for a well №200, also designing physic-geological model. The complex of methods includes electric, radioactive, acoustic methods, mud logging and methods of identifying technical state of well. In addition, I examined approaches of providing works, chose hardware for providing researches, and was examined office study, interpretations of findings and metrological providing of researches.

The special part was about acoustic methods for solving geologic-geophysical and technical tasks in deep wells.

Costing of project design was 7988575.99 rubles. Analyzed dangerous factors, which can be affected to employers, while geophysical works, then was determined the harm that can be caused to the health of employers and offered a protective equipment, offered a security program in case of emergency and natural environment protection, also investigated legal and managerial questions of providing security.

## Обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

– *водонефтяной контакт*: условная поверхность, разделяющая нефть и воду в залежи нефти;

– *коллектор*: пласт, который может накапливать и отдавать флюиды при создании перепада давления.

– *скважина*: цилиндрическая горная выработка в земной коре, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

### Обозначения и сокращения:

– АК – акустический каротаж;

– АКЦ – акустическая цементометрия;

– БК – боковой каротаж;

– БКЗ – боковое каротажное зондирование;

– ГИС – геофизические исследования скважин;

– ГК – гамма-каротаж;

– ИК – индукционный каротаж;

– МБК – боковой микрокаротаж;

– МГЗ – микрозонд-градиент;

– МКЗ – микрокаротажное зондирование;

– МПЗ – микрозонд-потенциал;

– НГК – нейтронный гамма-каротаж;

– ПС – каротаж потенциалов собственной поляризации;

– УЭС – удельное электрическое сопротивление;

– ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 Общие сведения об объекте исследования .....	12
1.1 Географо-экономический очерк района .....	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность .....	14
2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....	19
2.1 Литолого-стратиграфический разрез .....	19
2.1 Тектоника.....	24
2.3 Нефтегазоносность .....	26
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	29
2.5 Сейсмогеологическая характеристика .....	32
3 Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований .....	33
4 Основные вопросы проектирования .....	43
4.1 Задачи геофизических исследований .....	43
4.2 Обоснование объекта исследований .....	43
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследований .....	46
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	47
5. Методические вопросы .....	52
5.1 Методика проектных геофизических работ .....	52
5.1.1 Метрологическое обеспечение работ .....	58
5.2 Интерпретация геофизических данных .....	59
6 Акустические методы при решении геолого-геофизических и технических задач в глубоких скважинах .....	66
6.1 Метод скважинного акустического телевидения.....	66
6.2 Ограничения метода видеокаротажа на отраженных волнах .....	69
6.3 Использование САС-90 для решения технических задач .....	69
6.4 Использование САС-90 для решения геологических задач.....	72
6.5 Ультразвуковой имиджер UltraSonic Imager USI компании Schlumberger .....	76
6.6 Выводы.....	81
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	82
7.1 Организационно-экономический раздел .....	82

7.2	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту .....	82
7.3	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования .....	83
7.3.1	Расчёт затрат времени .....	83
7.3.2	Расчёт затрат труда .....	85
7.3.3	Расчёт затрат основных средств .....	87
7.4	Смета .....	88
7.4.1	Сметные расчеты по видам работ Расчёт суммы основных расходов по видам работ .....	88
7.4.2	Общая сметная стоимость работ по проекту .....	90
7.4.3	Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы .....	91
8	Социальная ответственность .....	92
8.1	Производственная безопасность .....	92
8.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	93
8.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	97
8.2	Экологическая безопасность .....	101
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	102
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	109
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Литолого-стратиграфический разрез .....	113
	ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Физико-геологическая модель продуктивного комплекса .....	114

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» одним из главных районов прироста запасов нефти и газа России остается Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. Томская область исторически является одним из центров геологоразведочной и нефтяной промышленности Западной Сибири. Фестивальное месторождение в настоящее время законсервировано. Однако, расположение в непосредственной близости от разрабатываемых месторождений предполагает его доразведку в ближайшее время.

Основной целью работы является выбор комплекса геофизических методов для решения геологических задач в проектной скважине № 200 на Фестивальном месторождении. Объектом исследования является продуктивный пласт М.

Задачей данного проекта является обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, литологическое расчленение разреза, вскрываемого проектной скважиной, выделение коллекторов, оценки ФЕС, установление насыщения пластов-коллекторов, определение ВНК и технического состояния скважины.

В специальной части рассмотрены возможности акустических методов при решении геолого-геофизических и технических задач в глубоких скважинах, проводимыми отечественными и зарубежными приборами.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение подсчитана стоимость проектно-сметных работ. Проектная стоимость работ составляет 7 988 576 рублей.

В разделе социальная ответственность рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложены мероприятия по уменьшению их воздействия на человека, также были предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

# 1 Общие сведения об объекте исследования

## 1.1 Географо-экономический очерк района

Фестивальное нефтяное месторождение находится в пределах лицензионного участка № 69 (рис. 1). Административно оно расположено в Каргасокском районе Томской области.

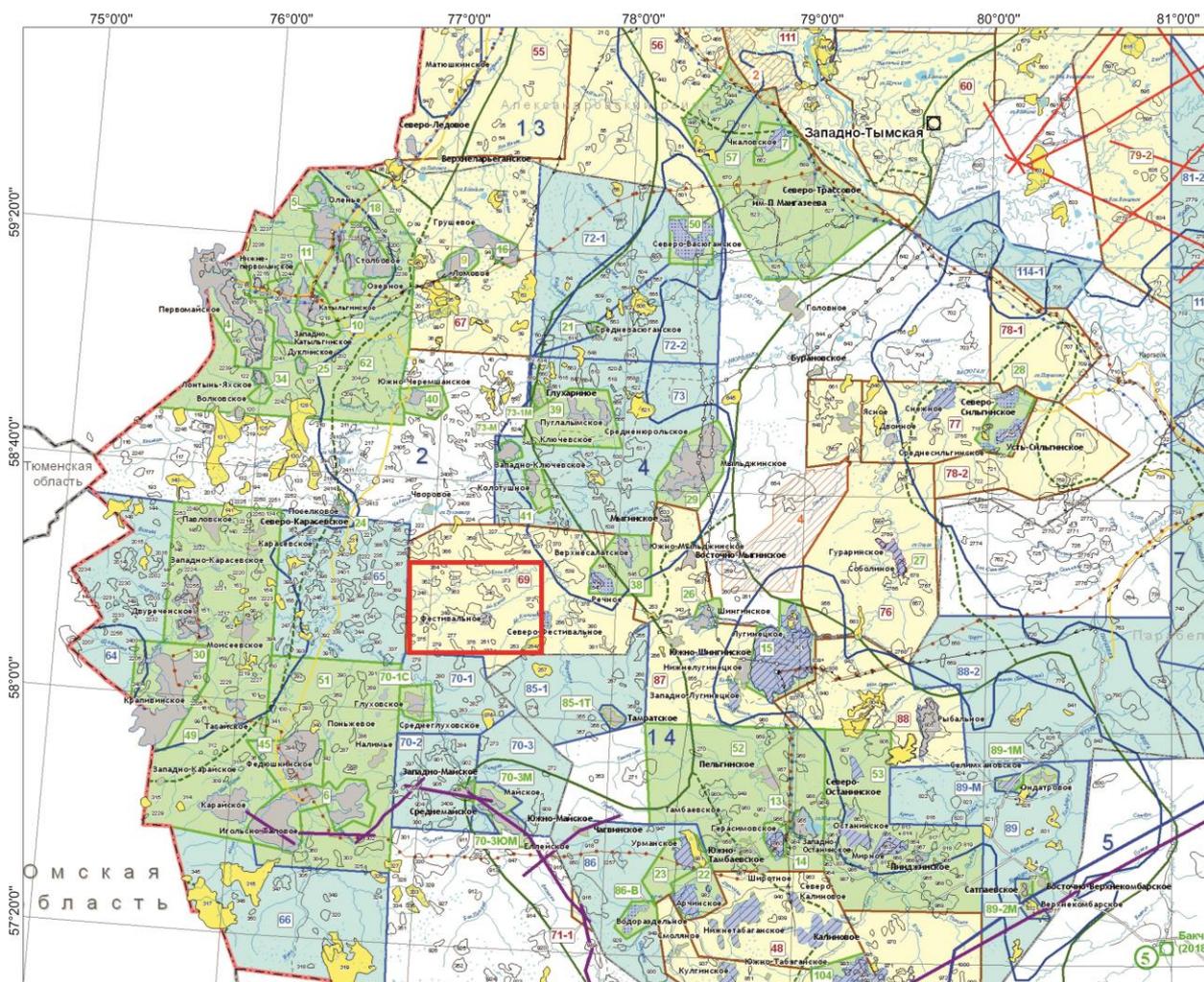


Рисунок 1 – Положение Фестивального месторождения на Карте размещения ГРП в Томской области к программе на 2014-2020 гг. (Выделено красным прямоугольником). Масштаб 1 : 1 000 000 [50]

Район работ слабо населенный. Непосредственно на территории месторождения населенных пунктов нет. Сообщение, доставка грузов осуществляется воздушным транспортом, а зимой по зимнику. Электроснабжение осуществляется от дизельных электростанций.

В географическом отношении район исследования находится в пределах Западно-Сибирской низменности, на Васюганской равнине (рис. 2).

Территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа составляют 77-80 м.

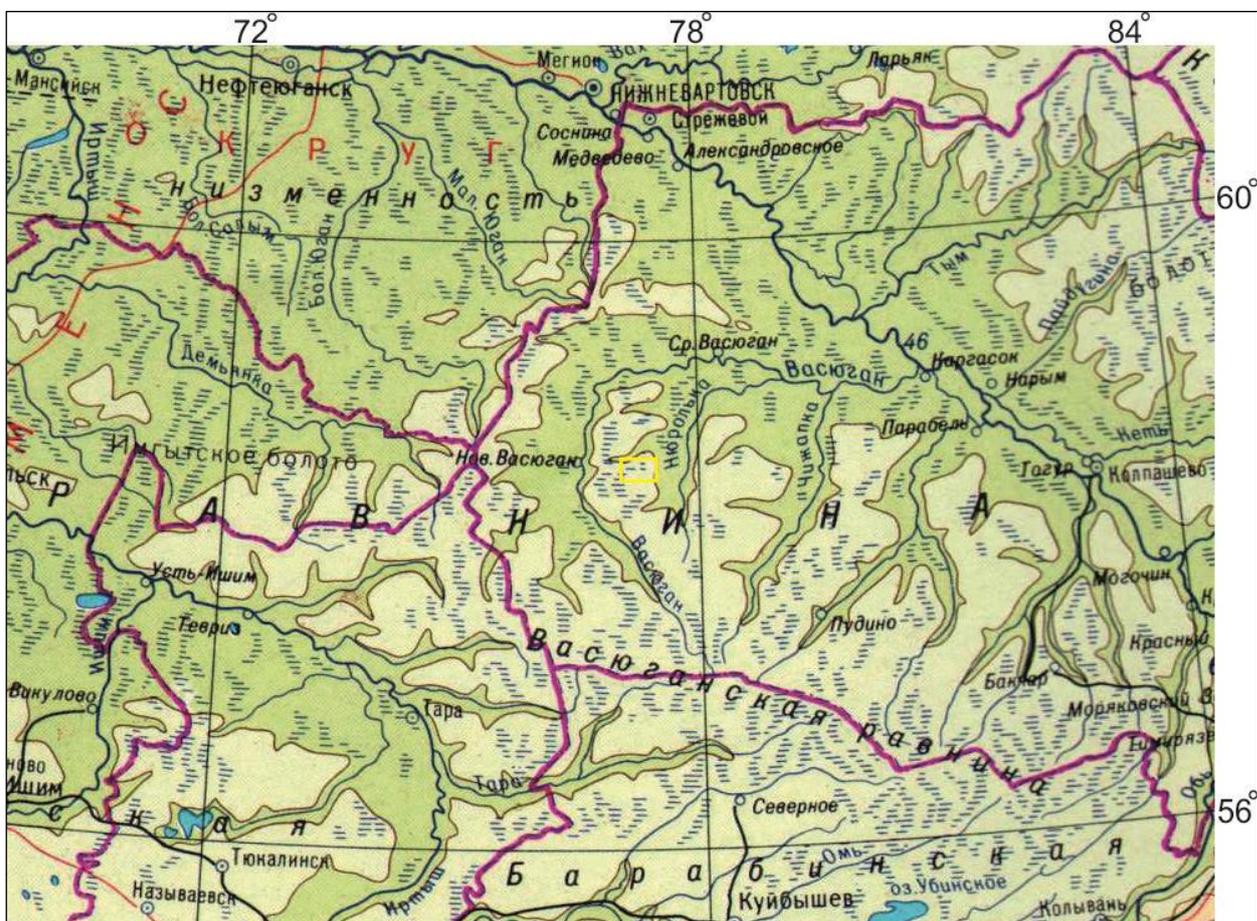


Рисунок 2 – Положение района исследования на физической карте. Контур района исследования указан желтым прямоугольником (Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г.)

[1]

Гидрографическая сеть района образована притоками реки Васюган и Нюролька, с их многочисленными притоками, такими как Елле-Кагал, Ай-Кагал, Ай-Кынгылат и т.д. Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. Воды протекающих рек используются как для питьевых, так и для технических целей. Все реки в пределах участка несудоходны, только во время половодья можно использовать малые суда.

Климат континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зимний период продолжается до полугодия, с ноября по апрель месяц. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем плюс 20 до минуса 25 °С, опускаясь иногда до минуса 50 °С. Толщина

снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0-1,2м. Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32°С.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Территория исследования относится к IV категории сложности.

## 1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерное геолого-геофизическое исследование осадочного чехла и складчатого фундамента Западной Сибири началось с 1947 года, когда развернулись широкие буровые и геофизические работы по поиску залежей нефти и газа. За первое десятилетие региональными геологическими, гравиметрическими, магнитными исследованиями в масштабе 1:1 000 000 и 1:200 000 и сейсмическими работами МОВ, ЗС МОВ, ТЗ МПВ выявлены общие закономерности в геологическом строении фундамента и осадочного чехла. Параллельно осуществлялось бурение опорных, параметрических и поисково-разведочных скважин. Комплексные геолого-геофизические исследования позволили провести структурно-тектоническое районирование осадочного чехла и складчатого фундамента, расчленение геологического разреза, выделить структуры I, II и III порядков, а также нефтегазоносные горизонты.

С 1958 года Томским геофизическим трестом (до 1968 г. Среднеобская комплексная геофизическая экспедиция) начаты систематические сейсморазведочные работы: речные маршрутные работы МОВ с/п 23/58; 1/60;1/62; речные маршрутные работы ЗПВ с/п 1/64; профильные работы КМПВ с/п 13/61-62; 10/68-69; 9/78-79; 9/79-80; 9/81-82; площадная сейсморазведка МОВ и МОГТ.

В 1957-66 годах рекогносцировочные и детальные площадные сейсморазведочные работы проводились, в основном, на крупных положительных структурах I порядка и их погружающихся склонах в пределах Нюрольской впадины; площадные работы начаты в середине шестидесятых годов. Общий список партий, проводивших работы достаточно велик: 13/64-65; 9,5,6/66-67; 9/67-68; 12/68-69; 16/68-69; 3/68-69; 22/68-69; 12/68-69; 6/68-69; 24/69-70; 10/75-76; 1,3/76-77; 4,7/76-77; 4,5,7/77-78; 8/78-79; 4,5,7/79-80; 4,5,7/83-84; 1,3/85-86.

К началу 70-х годов площадными работами МОВ масштаба 1:100 000 наиболее крупные структуры западных районов Томской области, в том числе и Фестивальный вал, подготовлены и сданы в бурение. Фестивальная структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ в 1967-1968 г, затем детализирована в 1969-1970 г.г. В результате

интерпретации полученных материалов выполнены структурные построения по отражающим горизонтам Па, III и Va. Эти построения послужили основой для ввода ее в бурение, и в 1971 году в присводовой части структуры завершена строительством скважина 252, которая явилась первооткрывательницей залежи, приуроченной к верхней части доюрского комплекса пород, представленного, предположительно, корой выветривания (керном не охарактеризована).

1977-1978 г. в западной и центральной части Ньюрольской впадины проведены площадные работы МОВ и МОГТ, а также региональные МОГТ и КМПВ. В результате на эту обширную территорию кроме структурных построений по осадочному комплексу выполнены схематические карты по его подошве (ОГ  $\Phi_2$ ), в том числе и по рассматриваемому месторождению. По этому горизонту Ай-Кагальское поднятие оконтурено изогипсой минус 3120 м и представлено также коробчатой антиклинальной складкой меридионального простирания со сводовой частью в северной половине структуры. В соответствии с этими построениями и данными бурения открытая залежь по типу отнесена к пластовой сводовой с литологическим ограничением.

На 2016 г. изученность сейсморазведочными работами в пределах района исследования оценивается как высокая и составляет более  $1,5 \text{ км/км}^2$  (рис. 3).

Изучение территории исследования глубоким бурением было начато в 1956 году, в соответствии с принятыми Министерством нефтяной промышленности СССР в 1947-1949 гг. планами исследования Западно-Сибирской равнины.

К концу 60-х годов объем поисково-разведочного бурения значительно увеличивается. На Фестивальном вале в 1971 году была пробурена первая поисково-разведочная скважина 252, открывшая залежь нефти (рис.4).

С целью изучения площадного распространения залежи в 1972 году на расстоянии 3,6 км южнее скважины-первооткрывательницы, за пределами оконтуривающей изогипсы, пробурена скважина 253, а в 4 км юго-восточнее, в периклинальной части структуры, в 1975 году закончена строительством скважина 255.

В первой, кора выветривания отсутствует, а во второй - она вскрыта на очень низкой гипсометрической отметке и представлена непроницаемыми породами. Разведка залежи была прекращена, и запасы не подсчитывались по причине отсутствия структурных построений по верхней части доюрского комплекса пород. Месторождение находится в группе разведываемых.

На 2016 г. изученность бурением в пределах района исследования оценивается как  $20-50 \text{ м/км}^2$  (рис. 5).

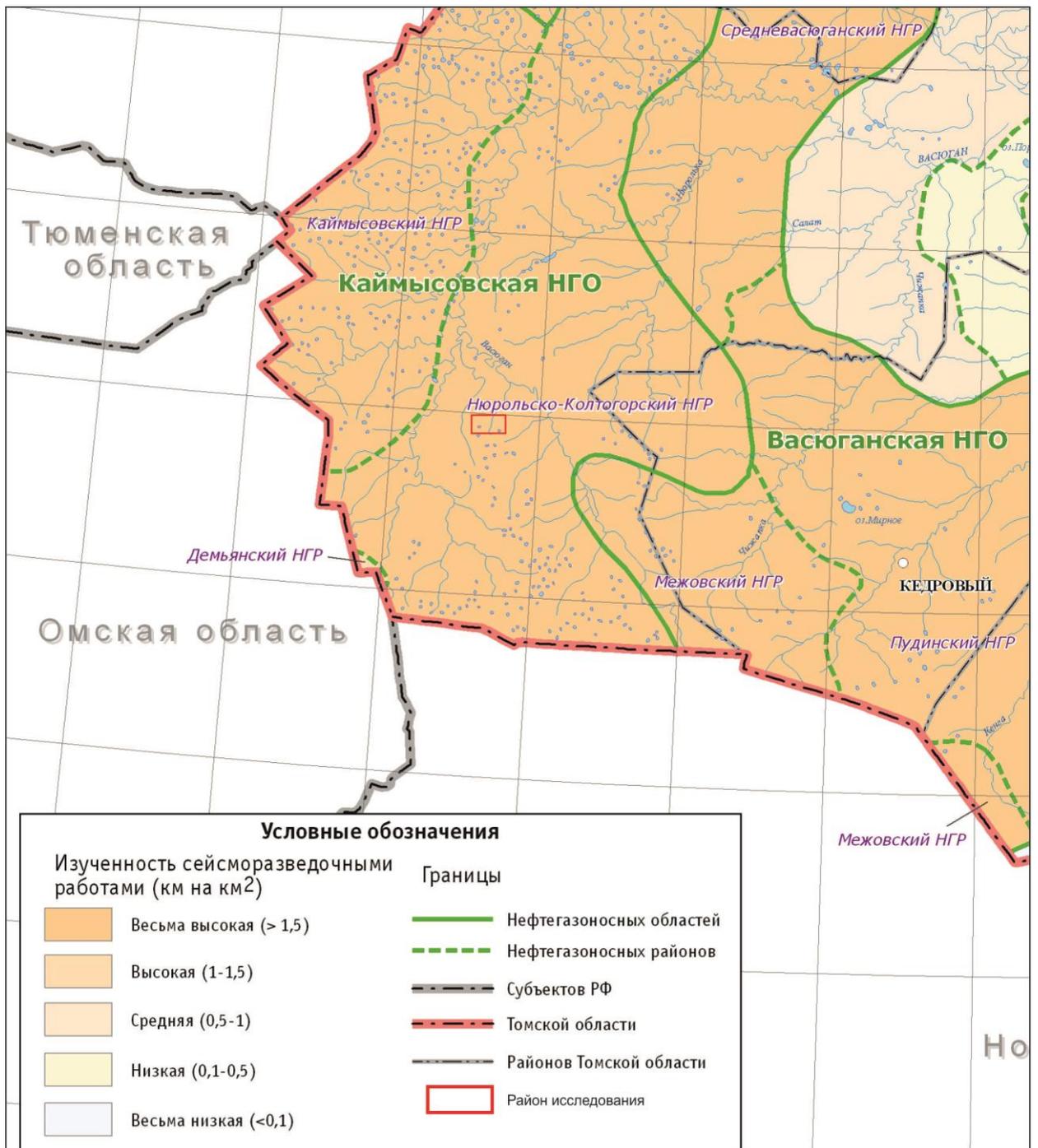


Рисунок 3 – Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [50]

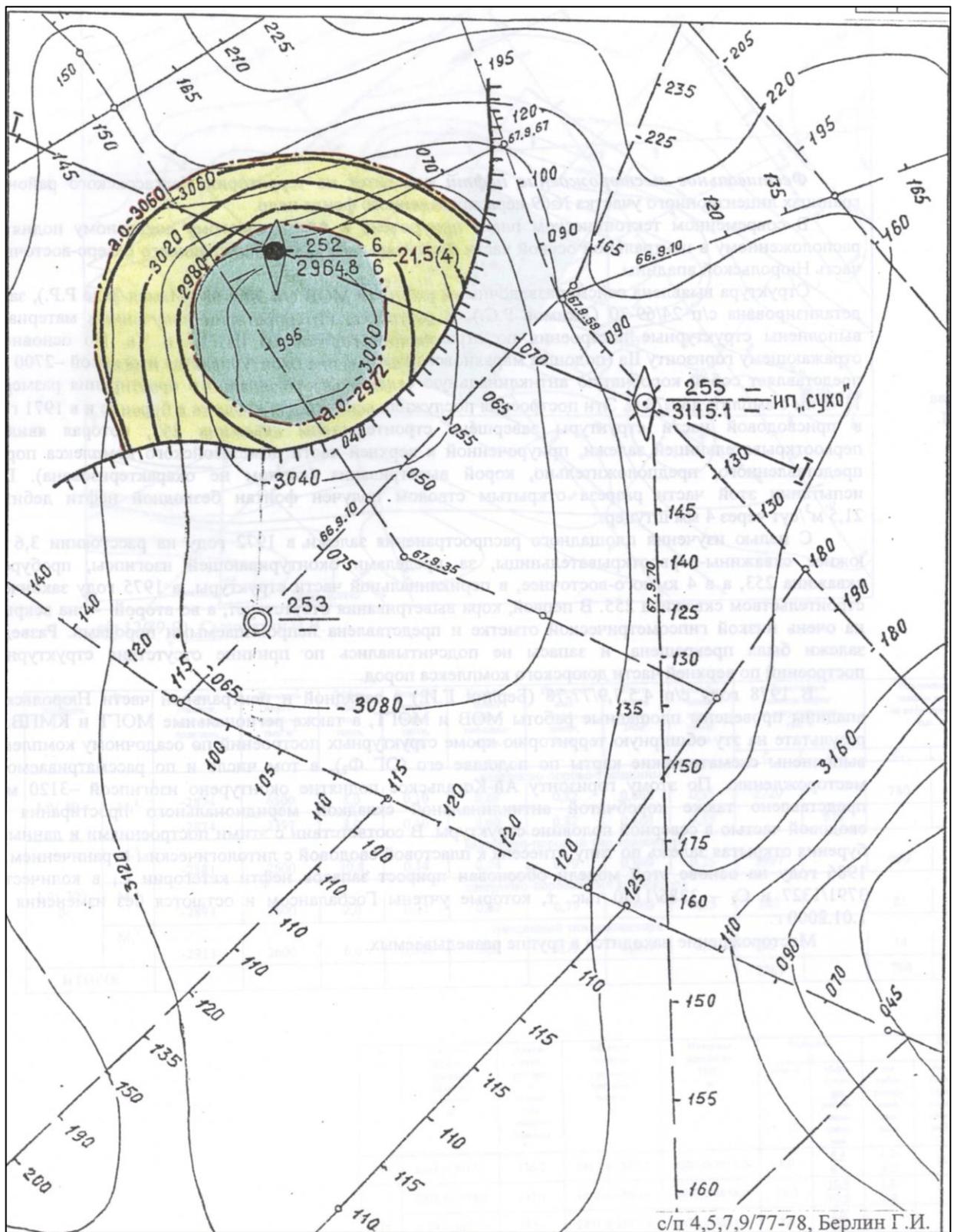


Рисунок 4 – Изученность Фестивального вала сейсморазведочными работами и глубоким поисковым бурением. Масштаб 1:50 000 [51]

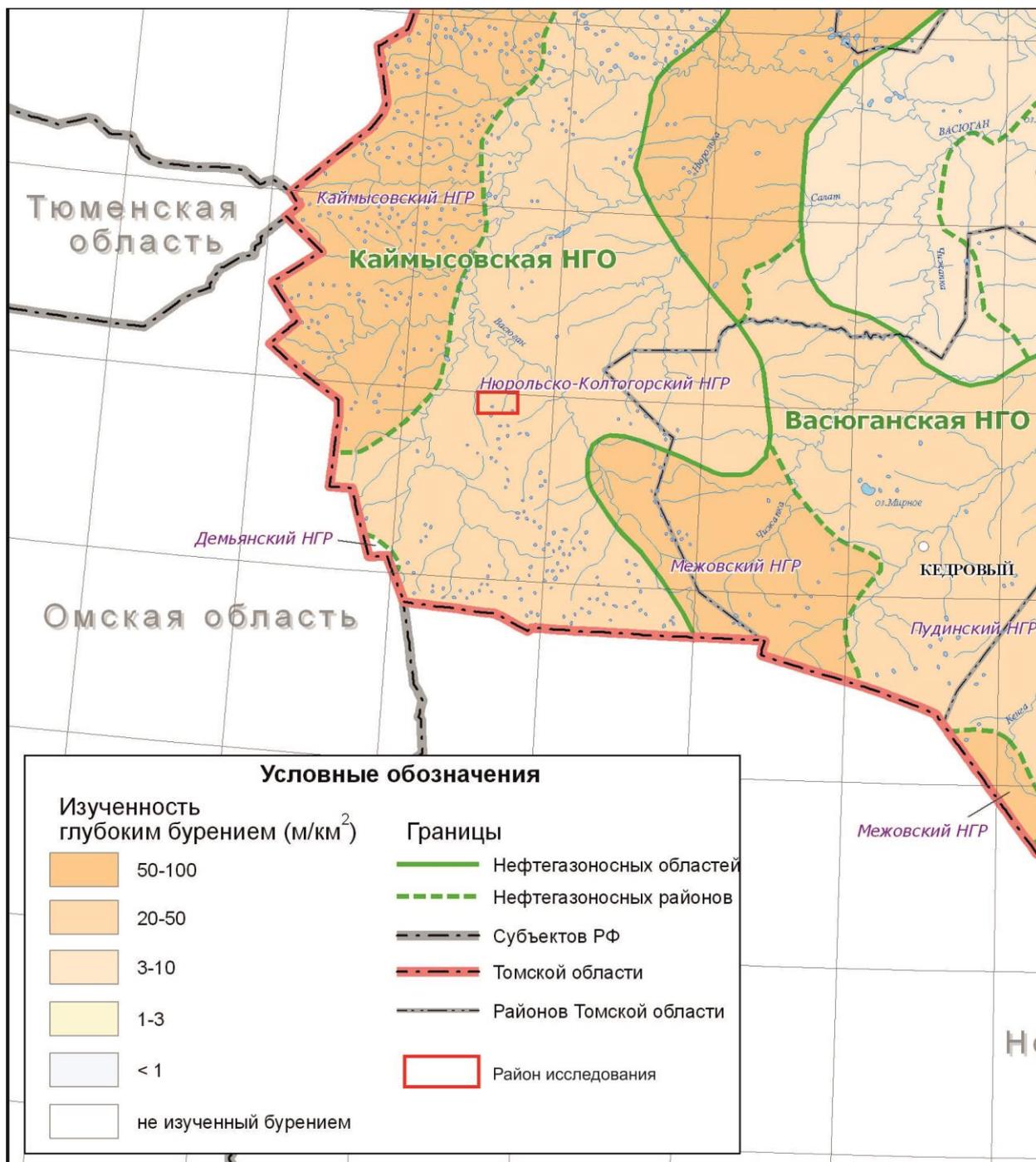


Рисунок 5 – Положение района исследования на карте изученности Томской области глубоким бурением на 2016 г. [50]

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

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность района работ

№	Виды исследований	Масштаб	Год проведения	Организация	Основные результаты работ
1	2	3	4	5	6
1	Сейсморазведочные работы МОВ	1:100 000	1967-1968	с/п 9/67-68 (Мамед-Заде Р.Р.)	Выявлена структура, затем детализирована. В результате интерпретации полученных материалов выполнены структурные построения по отражающим горизонтам Па, III и Va.
2			1969-1970	с/п 24/69-70 (Акимов Р.С)	
3	Бурение скважин		1971		В присводовой части структуры завершено строительство скважины 252. При испытании этой части разреза открытым стволом получен фонтан безводной нефти дебитом 21,5 м3/сут через 4 мм штуцер.
4			1972		На расстоянии 3,6 км южнее скважины 252, за пределами оконтуривающей изогипсы, пробурена скважина 253
5			1975		В 4 км юго-восточнее, в периклинальной части структуры, закончена строительством скважина 255
6	Площадные работы МОВ и МОГТ, а также региональные МОГТ и КМПВ		1978	с/п 4,5,7,9/77-78 (Берлин Г.И.)	Выполнены структурные построения по осадочному комплексу, схематические карты по подошве его (ОГ Ф2), в том числе и по рассматриваемому месторождению.
7	Оценка запасов		1986		Обоснован прирост запасов нефти категории С1 в количестве 3791/1327 и С2 - 3286/1150 тыс. т

## 2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

### 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В стратиграфическом разрезе Фестивального месторождения принимают участие палеозойский фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. Общая мощность составляет около 2900 м. Разрез прерывистый.

#### *Палеозойская эратема*

Доюрские образования на Фестивальном месторождении вскрыты тремя скважинами. В скважине №252 отложения фундамента вскрыты на глубине 3063 м. Интервал 3063-3078 м керном не охарактеризован, но по заключению ГИС выделен как кора выветривания. В интервале 3100-3084 м по петрографическому анализу,

выполненному Т.Ф. Балабановой (ВНИГРИ) отложения фундамента представлены выветрелыми серпентинитами темно -и фисташково-зелеными, подверженными сильной карбонатизации, по трещинам серпентин замещается кальцитом. По данным З.Я. Сердюк, по трещинам отмечаются примазки бурого битума. В скважине №255 в интервале 3243-3237 м поднят керн, описанный Г.М. Татьяниным (ТГУ) как окремненный карбонатизированный серпентинит. В скважине 253 из интервала 3207-3304 м подняты литокластические туфы.

#### *Мезозойская эратема*

Представлена юрской и меловой системами.

#### *Юрская система*

В соответствии с [2], отложения юры представлены средним и верхним отделами.

#### *Средний отдел*

Средний отдел представлен тюменской свитой.

Тюменская свита ( $J_{2tm}$ ) залегает согласно, и сложена континентальными отложениями сформировавшихся в условиях пойменно-аллювиальной равнины, а в верхней части в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчаных, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых, полимиктовых. Возраст установлен по органическим остаткам: *Trochamminapraesquamata T.*, *Jacutica*, *Marginulin* как верхи аалена-низы келловея.

Песчаные пласты, залегающие в тюменской свите ( $Ю_2 - Ю_{14}$ ) значительно преобразованы эпигенетическими процессами, уплотнены, содержат включения грубозернистого и гравелитового материала. Мощность тюменской свиты составляет от 245 м (скв. 252) до 370 м (скв. 255). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт  $T_3$  (или опорный сейсмический горизонт  $\Gamma^a$ ).

#### *Верхний отдел*

Верхний отдел представлен васюганской, георгиевской, баженовской свитами.

Васюганская свита ( $J_{3vs}$ ) залегает согласно, объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки. Она подразделяется на глинистую нижневасюганскую подсвиту, в подошве которого обособляется пласт  $Ю_2^0$  (пахомовская пачка) и верхневасюганскую, песчаные разности которой объединяются в горизонт  $Ю_1$ .

Песчано-глинистый горизонт  $Ю_1$  формировался в период регрессивно-трансгрессивного развития бассейна седиментации, вследствие чего в его строении можно выделить три осадочных толщи (подугольную, межугольную и надугольную). Регрессивная (подугольная толща) залегает на образованиях нижневасюганской подсвиты.

Повсеместно в разрезе отмечается присутствие пирита и углистых прослоев. Свиту характеризуют органические остатки: *Meleagrinella ovalis*, *Recurvoides disputabilis*, *Hoeglundinatjumensis*, *Kecuzvoides disputabilis*, по которым определяется возраст этих отложений как келловей-оксфордский. Общая мощность васюганской свиты в пределах месторождения колеблется от 56 м (скв. 250) до 80 м (скв. 253). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Т (или опорный сейсмический горизонт I<sup>б</sup>).

Георгиевская свита (J<sub>3gr</sub>) залегает согласно, и представлена осадками морского водоема, среди которых преобладают темно-серые аргиллиты, нередко содержащие прослой известняка и глауконита. Возраст свиты характеризуется как кимеридж-волжский по органическим остаткам *Tolupasmmina exgr.* Мощность георгиевской свиты составляет от 4 м (скв. 250) до 13 м (скв. 255).

Баженовская свита (J<sub>3bg</sub>) залегает согласно, венчает волжский комплекс. В литологическом отношении это черные, иногда с буроватым оттенком, битуминозные аргиллиты морского глубоководья, сильно окремненные, содержащие включения пирита и прослой известковых пород. По ряду площадей в нижней части свиты, отмечены прослой непроницаемых зеленых, глауконитовых песчаников, выделяемых в барабинскую пачку. Свиту характеризуют органические остатки: *Kachpuritesp. Indet.*, *Dorsorlanitinae*, *Spiroplectamminavicinalie*, *Dorothiatortuosa*, по которым определяется их возраст как *титонский*. Мощность баженовской свиты составляет от 25 м (скв. 251) до 31 м (скв. 253 и 255). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Б (или опорный сейсмический горизонт II<sup>а</sup>).

#### Меловая система

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами.

#### Нижний отдел

Нижний отдел представлен куломзинской, киялинской, алымской, покурской свитами.

Куломзинская свита (K<sub>1klm</sub>) согласно залегает на баженовской свите, и представлена глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями, представленными аргиллитами темно-серыми, плотными, участками плитчатыми, иногда алевритистыми, часто с косою, линзовидной и горизонтальной слоистостью, с тонкими пропластками светло-серых алевролитов.

Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychitesp. Inted*, *Tolliasp. Inted*, *Pseudolamfrckinatararica*. Мощность куломзинской свиты составляет от 270 м (скв. 250) до 301 м (скв. 251).

Тарская свита (K<sub>1tr</sub>) залегает согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано-глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях, представлены светло-серыми и серыми, средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychitesp. Indet*, *Globulinapraelacrima*. Мощность тарской свиты составляет от 81 м (скв. 250) до 103 м (скв. 251). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт БВ (или опорный сейсмический П<sup>61</sup>).

Киялинская свита (K<sub>1kls</sub>) готерив-барремского возраста залегает согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно-континентальными серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато - и зеленовато-серого тонов. Свита характеризуется органическими осадками: *Gleichenitesp.*, *Sphenopteris*, *Darvinula Barabinskensis*. Мощность киялинской свиты составляет от 549 м (скв. 250) до 612 м (скв. 253).

Алымская свита (K<sub>1al</sub>) раннеаптского возраста залегает согласно на отложениях киялинской свиты, и четко подразделяется на две подсвиты.

Нижняя часть свиты, сложена осадками прибрежно-морского и морского происхождения, представлена переслаиванием песчаников, глинистых песчаников и глин.

Верхняя часть свиты, представлена глинами кошайской пачки, сформированными в морских условиях. Органические остатки: *Cleicheniaceae Cleicheniiditestripex*, *Sphagnumsp.* Общая мощность алымской свиты составляет от 9 м (скв. 252) до 21 м (скв. 250). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт М.

Покурская свита (K<sub>1-pk</sub>) апт-альб-сеноманского возраста залегает согласно на отложениях алымской свиты и представлена переслаивающимися сероцветными песчаниками сформированными в континентальных условиях, с пачками пластов, сформированными в морских и прибрежно-морских условиях, представленными темно-серыми глинами, серыми и светло-серыми алевролитами и песчаниками с прослоями глин. Встречаются включения зерен янтаря. Свиту характеризуют органические остатки: *Ammobaculites Fragmentarius*, *Legasp. Indet*. Мощность покурской свиты составляет от 837 м (скв. 252) до 866 м (скв. 253).

#### *Верхний отдел*

Верхний отдел представлен кузнецовской, ипатовской, славгородской, ганькинской свитами.

Кузнецовская свита (K<sub>2</sub>kz) туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Представлены серыми и темно-серыми глинистыми породами, которые местами в кровле замещаются глинисто-кремнистыми отложениями. Свита характеризуется органическими остатками: *Cilicideswestsibiricus*, *Gaudryinopsisfinlifformis*. Мощность кузнецовской свиты составляет от 18 м (скв. 250) до 21 м (скв. 251). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г (или опорный сейсмический IV).

Ипатовская свита (K<sub>2</sub>ip) коньяк-сантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена морскими песчаниками с глауконитом, часто с опоковым цементом, с прослоями глин. Мощность ипатовской свиты составляет от 86 м (скв. 252) до 96 м (скв. 250). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г.

Славгородская свита (K<sub>2</sub>sl) кампан-верхнесантонского возраста сложена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, однородными, пластичными, иногда с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов, с включениями глауконита и пирита. Свиту характеризуют органические остатки: *Spiroplectaminaoptata*, *Brotzenella*. Мощность славгородской свиты составляет от 53 м (скв. 250) до 56 м (скв. 253). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт С<sub>2</sub>(или опорный сейсмический IV<sup>в</sup>).

Ганькинская свита (K<sub>2</sub>gn) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащей обильные органические остатки: *Brotzenellapraeacuta*, *Spiropctamina Kazanzevi*, *S.Variabilis*, *Candrynarugosapiinulosa*. Мощность ганькинской свиты колеблется от 160 м в скважине 251 до 176 м в скважине 252. К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт С<sub>1</sub>.

#### Кайнозойская эратема

Кайнозойская эратема представлена палеогеновой и четвертичными системами.

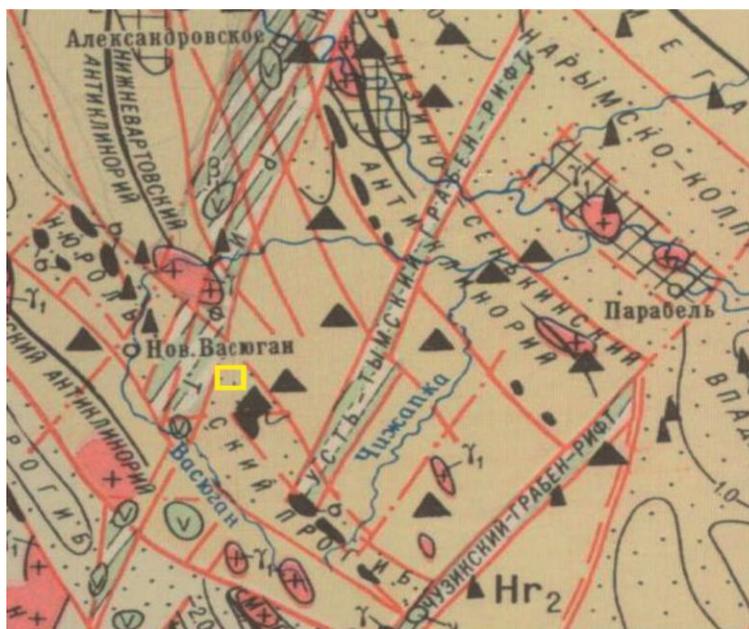
Палеогеновая система залегает несогласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чеганской, некрасовской свитами эоцен-олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях.

Четвертичная система залегает несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерно-ледниковыми,

аллювиальными и другими континентальными осадками. Общая мощность четвертичной системы около 50 метров.

## 2.1 Тектоника

Согласно тектоническому районированию Западно-Сибирской эпигерцинской молодой плиты по фундаменту [3], Фестивальный вал расположен в пределах развития поздних герцинид. Как показано на рисунке 6, выходящие на поверхность фундамента тектонические структуры имеют сложный характер.



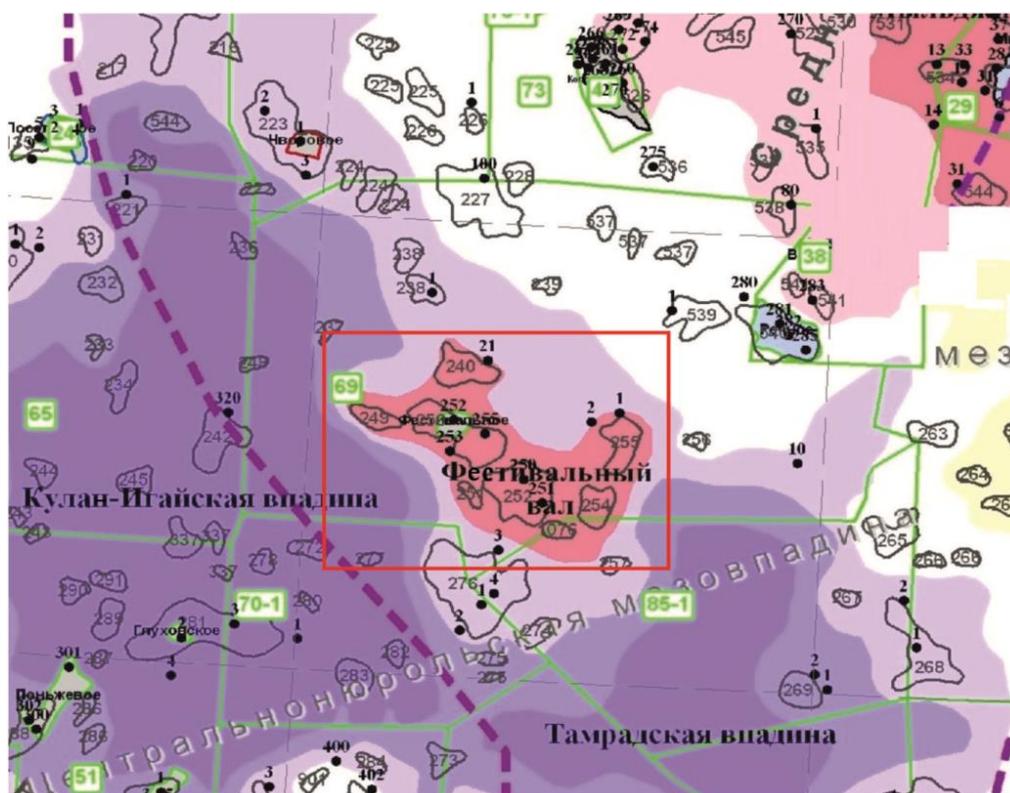
Условные обозначения

	интрузивные тела кислого и среднего состава; У1 - орогенные, У2 - посторогенные, У1-2 - регенерированные		изопахиты орогенных, полуплатформенных и платформенных образований, сглаживающих впадины фундамента плиты (в км)
	интрузивные тела основного состава		группы скважин, вскрывших фундамент
	интрузивные тела ультраосновного состава		отдельные скважины, вскрывшие фундамент
	траппы		области позднергерцинской складчатости
	оси антиклинориев		раннемезозойские грабен-рифты
	глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиры не выходящие на поверхность фундамента)		ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами
	разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны		протоорогенные прогибы и внутренние впадины
	прочие разломы		границы крупных структурных зон
	разломы-сдвиги		

Рисунок 6 – Фрагмент «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления» (под ред. В.С. Суркова, 1974 г.) [3]. Желтым контуром показано положение территории исследования

Территория исследования разбита на блоки глубинными разломами северо-восточного и северо-западного простирания и находится на стыке Нюрольского внутреннего прогиба и раннемезозойского Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. К глубинным разломам приурочены выходы вулканитов ультраосновного состава.

Согласно тектонической схеме осадочного чехла (по Конторовичу В.А. 2005 г.) Фестивальный вал, положительная структура III порядка осложняет северо-восточный борт Нюрольской мегавпадины. Нюрольская мегавпадина является отрицательной структурой I-го порядка, расположенной в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба. Фестивальный вал осложнен локальными поднятиями: Северо-Айкагальская; Угольная; Айкагальская; Кынгылатская; Фестивальная; Малофестивальная; Среднефестивальная; Сев-Фестивальная (рис.7).



Условные обозначения

- |   |  |   |                                     |
|---|--|---|-------------------------------------|
|  | положительные структуры I порядка      |  | отрицательные структуры I порядка   |
|  | положительные структуры II порядка     |  | отрицательные структуры II порядка  |
|  | положительные структуры III порядка    |  | отрицательные структуры III порядка |
|  | Промежуточные структуры I и II порядка |  | локальные структуры                 |

Рисунок 7 – Фрагмент тектонической схемы осадочного чехла (по Конторовичу В.А., 2005 г.). Красным контуром показано положение территории исследования. Локальные структуры Фестивального месторождения: 249 – Сев-Айкагальская; 240 – Угольная; 250 – Айкагальская; 251 – Кынгылатская; 252 – Фестивальная; 76 – Малофестивальная; 254 – Среднефестивальная; 255 – Сев-Фестивальная

Выполнены структурные построения по отражающим горизонтам Па, III и Va. По основному отражающему Па (подшва марьяновской свиты) она оконтуривается изогипсой минус 2700 м и представляет собой коробчатую антиклинальную складку северо-западного простирания размером 1х5 км с амплитудой 70 м. По горизонту  $\Phi_2$  Ай-Кагальское поднятие оконтурено изогипсой минус 3120 м и представлено также коробчатой антиклинальной складкой меридионального простирания со сводовой частью в северной половине структуры (рис. 8).

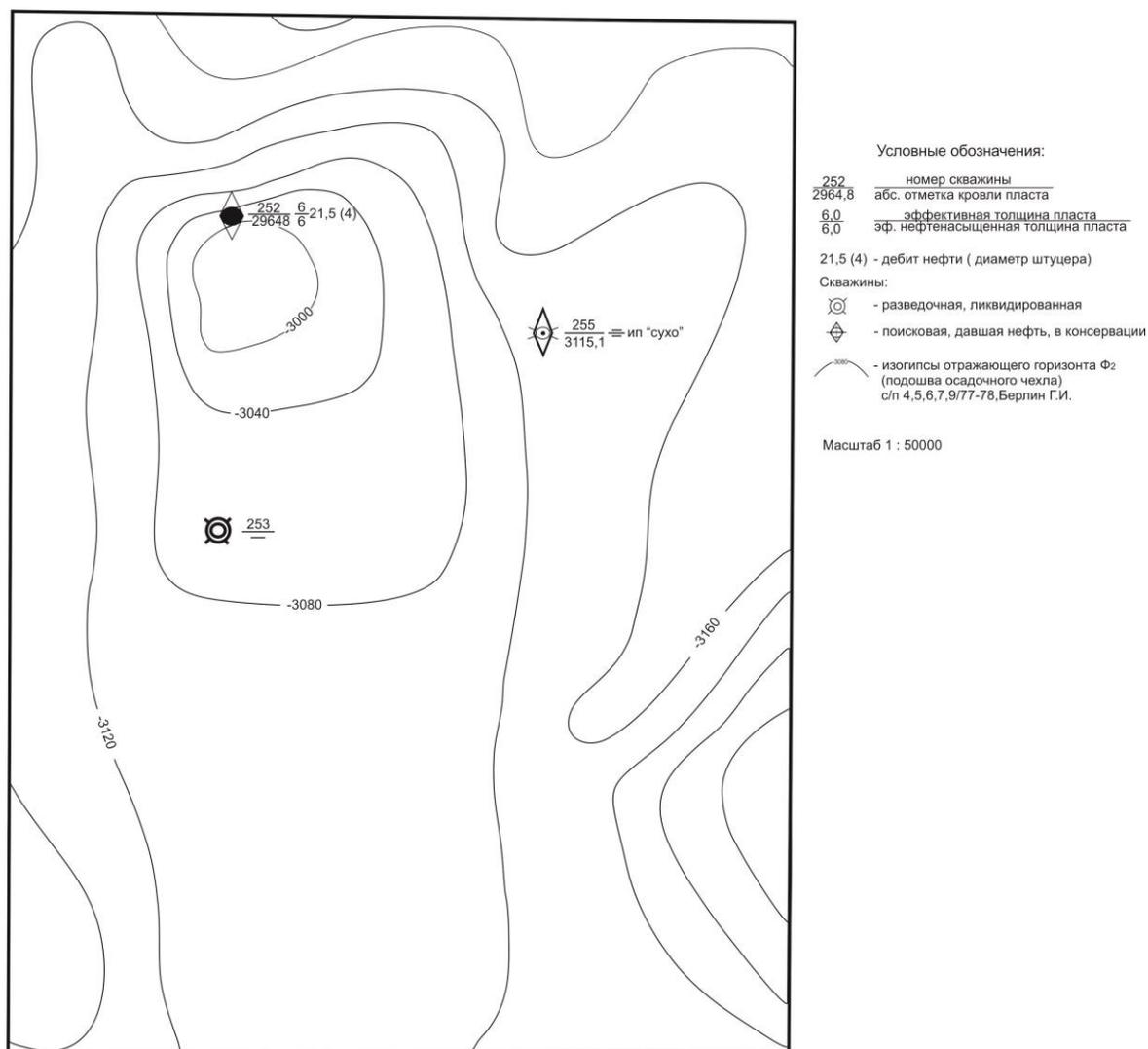


Рисунок 8 – Структурная карта по отражающему горизонту  $\Phi_2$

### 2.3 Нефтегазоносность

По нефтегазоносному районированию Фестивальное месторождение расположено в пределах Нюрольского нефтегазоносного района, Каймысовской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис.9).

В разрезе Каймысовской НГО выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский, байос-батский, келловей-волжский, неокомский клиноформный и неокомский шельфовый [4].

Каждый из выделенных комплексов представляет собой относительно автономную систему, включающую резервуары и флюидоупоры, характеризуется своеобразными особенностями строения, условиями формирования и типами нефтегазоперспективных объектов.

Основные нефтегазоносные комплексы Фестивального месторождения: доюрский и келловей-волжский.

*Доюрский комплекс* вскрыт скважинами № 252, № 253.

Скважина №252 была пробурена в присводной части структуры до забоя 3100 м. Испытание проведено в интервале 3016-3100 м в открытом стволе. Дебит нефти 21,5 м<sup>3</sup>/сутки на штуцере диаметром 4 мм. Интервал 3016-3084 м – керном не охарактеризован. Пласт в интервале 3084-3100 м представлен зеленовато-серыми трещиноватыми породами палеозоя, трещины выполнены светло-серым кварцем.

Скважина №253 пробурена на юго-восточном крыле Ай-Кагальского локального поднятия. Интервал 3208-3286 м представлен песчаником средне –и крупнозернистым, плотным, крепкоцементированным, в свежем изломе с запахом конденсата и аргиллитом. При испытании получен приток пластовый воды – 1,9 м<sup>3</sup>/сутки при динамическом уровне 1280 м.

*Верхнеюрский комплекс* вскрыт скважиной № 253.

Интервал 2855-2886 м представлен песчаником серым, разномзернистым, слабо –и крепкоцементированным, алевролитом и аргиллитом. В свежем изломе из песчаников отмечен запах конденсата. При испытании получен дебит пластовой воды 1,6 м<sup>3</sup>/сут. при среднединамическом уровне 1003 м.

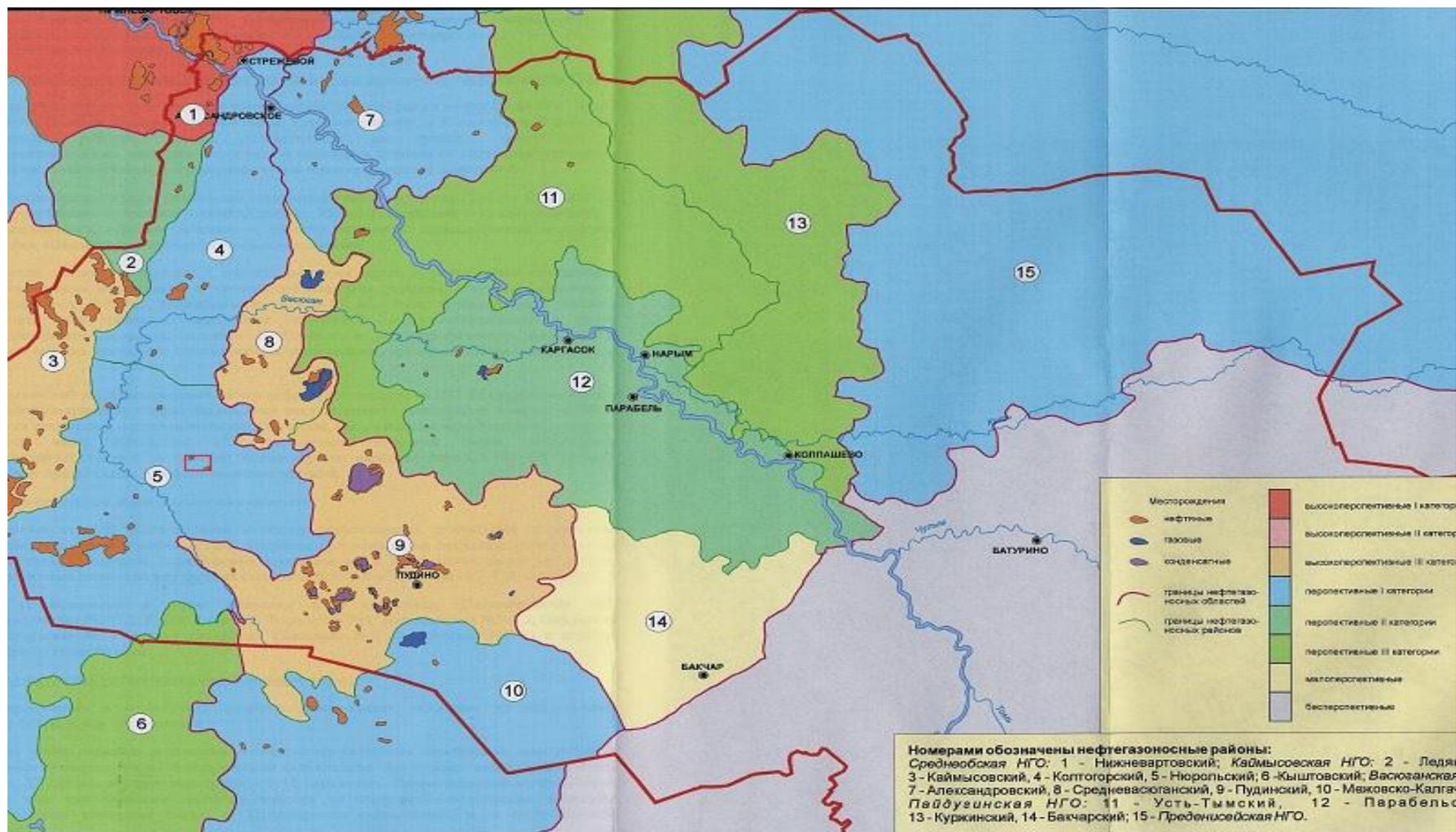


Рисунок 9 – Нефтегазогеологическое районирование территории юга-востока Западной Сибири. Красным контуром показано Фестивальное месторождение [52]

## 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Основными нефтегазоносными комплексами Фестивального месторождения являются доюрский и келловей-волжский комплексы. В таблице 2 приведены физические свойства этих комплексов.

Доюрский комплекс представлен скважинами № 252, № 253. Келловей-волжский комплекс установлен в скважине № 253.

В скважине №252 из интервала 3016-3084 м керн не был поднят. Пласт в интервале 3084-3100 м представлен зеленовато-серыми трещиноватыми породами палеозоя, трещины выполнены светло-серым кварцем. По промыслово-геофизическим данным интервал 3061-3100 м неоднородный, проницаемый пласт с плотными пропластками. На больших зондах БКЗ интервал характеризуется сопротивлением порядка 12-20 Ом·м.

Для обоих горизонтов фильтрационно-емкостные и физические свойства получены в результате обработки материалов ГИС.

Таблица 2 – Основные петрофизические параметры

Комплексы	№ скважины	Интервал отбора	Литология	УЭС, Ом·м	Открытая пористость	Проницаемость в миллидарси		Остаточная нефтенасыщенность	Остаточная водонасыщенность по Ханину	Карбонатность
						Параллельно оси керна	Перпендикулярно оси керна			
доюрский	№ 253	3241-3246,5	Песчаник серый крупно-средне-мелкозернистый, среднесцементированный, местами имеет глаувакковый состав с маломощными прослоями угля и биотита. Переслаивание темно-серого плотного, крепкого, слюдистого аргиллита, серого и мелкозернистого песчаника	неоднородный	13,8	0,515	0,155	5,86	55,1	некарбонатный
		3252,5-3258,3	Песчаник серый и в конце крупнозернистый, прослой темно-серого алевролита		8,8	непроницаемый		13,72	72,1	некарбонатный
		3258,3-3260,4	Песчаник серый. Встречаются линзы, гнезда и прослой угля и обломки аргиллита, неокатанные зерна кварца		12,9	1,429	0,955	10,2	–	некарбонатный

Продолжение таблицы 2

Келловей-волжский	№ 253	2859-2862,7	Алевролит темно-серый, песчанистый, с включением растительного детрита. Песчаник серый, аргиллит темно-серый	-	14,6	2,543	1,294	10,2	45,3	некарбонатный
		2862,7-2865,7	Песчаник серый разномзернистый, слабо сцементированный	-	12	1,593	0,765	10,9	48,8	некарбонатный
		2865,7-2868,7	Песчаник серый, мелко-среднезернистый, полимиктовый, среднесцементированный, слюдястый	6	13	0,457	0,258	8	60,9	некарбонатный
		2871,7-2874,7	Песчаник светло-серый мелкозернистый, известковистый, слюдястый	-	2,8	непроницаемый		30,13	-	38,6
		2874,7-2877,7	Песчаник светло-серый, разномзернистый, с линзочками угля и глинистого материала, с включением растительного детрита и мелких гнезд пирита	-	11,3	0,525	0,334	11	49,4	некарбонатный

Коэффициенты остаточной водо - и нефтенасыщенности рассчитываются путем суммирования значений флюидов по каждому виду остаточных насыщенных в поровом пространстве:

$$K_{во} = f(K_{во_{ск}}, \beta_{гл}, \beta)$$

$$K_{онг} = f(K_{во_{ск}}, K_{онг_{ск}}, \beta_{гл}, \beta)$$

$$K_{в_{кр}} = 0.69 \cdot K_{во} + 0.31$$

где,  $K_{во}$ ,  $K_{во_{ск}}$  – остаточные водонасыщенности общая и скелета породы соответственно;  $K_{онг}$ ,  $K_{онг_{ск}}$  – остаточные нефтегазонасыщенности общая и скелета породы соответственно;  $\beta_{гл}$ ,  $\beta$  – доли открытых пор, заполненных связанной водой в глинистом и карбонатном цементе соответственно;  $K_{в_{кр}}$  – критическая водонасыщенность, выше которой появляется подвижная вода [7].

Базовым выражением петрофизической зависимости *проницаемости* является уравнение Козени для идеального грунта:

$$K_{пр.abc} = K_n \cdot r_n^2 / 4KT^2$$

где,  $K_n$  – коэффициент пористости породы,  $r_n$  – радиус поровых каналов в мкм,  $K$  – коэффициент, отражающий форму порового сечения канала изменяющийся в небольшом диапазоне и равный 2 для круга и 2,5 – для эллипса,  $T$  – извилистость поровых каналов.

$$K_{пр\text{абс}} = (K_n \cdot (1 - K_{во}) \cdot (r_p^2)) / (8 \cdot (f^2)) - \text{абсолютная проницаемость пород};$$

$$K_{пр\text{эф}} = K_{пр\text{абс}} \cdot ((1 - K_{во} - K_{онг}) / (1 - K_{во})) - \text{эффективная проницаемость};$$

$K_{пр\text{фаз}} = K_{пр\text{эф}} \cdot (((1 - K_{в} - K_{онг}) / (1 - K_{во} - K_{онг}))^2)$  – фазовая проницаемость для продукта [7].

«Грубые» критерии «коллектор-неколлектор» и «продуктивный коллектор – водоносный коллектор» имеют следующий вид:

$$K_{во} + K_{онг} = 1 - \text{изучаемый интервал разреза неколлектор.}$$

$$K_{во} + K_{онг} < 1 - \text{интервал возможно коллектор (возможно и нет).}$$

$$K_{в} = K_{ов} - \text{коллектор продуктивен.}$$

$$K_{в} \gg K_{ов} - \text{коллектор водоносен.}$$

если:

$K_{во} \leq K_{в} < K_{вкр}$ , то из коллекторов будут получены безводная нефть или безводный газ.

$$K_{вкр} \leq K_{в} < 1 - K_{онг}, \text{ то из коллектора будут получены нефть (газ) и вода.}$$

$K_{в} = 1 - K_{онг}$ , то из коллектора будет получена вода, хотя в коллекторе находятся остаточные углеводы в виде капелек нефти, или пузырьков газа (островная нефтегазонасыщенность).

Критическая водонасыщенность тесно связана с остаточной водонасыщенностью и по данным ВНИИГИК:

$$(K_{вкр} - K_{во}) / (1 - K_{в} - K_{во}) = 0,27-0,34, \text{ т.е.}$$

$$K_{вкр} = 0,69K_{во} + 0,31$$

Фактическая проницаемость пластов, для условий линейной фильтрации (закон Дарси), описываемая уравнением Дюпюи:

$$Q_{ф} = B \cdot (2 \cdot \pi \cdot h \cdot K_{пр\text{ф}} \cdot dP \cdot g \cdot 0,864) / (\mu_{ф} \cdot \beta_{ф} \cdot 10^3 \cdot \lg(r_k/r_c))$$

где  $Q_{ф}$  – объемный дебит фазового притока в м<sup>3</sup>/сут;  $h$  – эффективная толщина пласта, м;  $K_{пр\text{ф}}$  – фазовая проницаемость по нефти или воде, мД;  $dP$  – разность пластового и забойного давления, атм;  $g$  – ускорение свободного падения – 9,81 м/с<sup>2</sup>;  $\mu_{ф}$  – вязкость нефти или воды в пластовых условиях, сПз;  $\beta_{ф}$  – коэффициент сжимаемости нефти или воды;  $B$  – коэффициент совершенства вскрытия пласта;  $r_k, r_c$  – радиусы контура питания и скважины соответственно [7].

## 2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Основой для построения специализированных карт тектонического и нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов являются структурные карты по опорным отражающим сейсмическим горизонтам, приуроченным к региональным геологическим реперам.

В осадочном чехле юго-восточных районов Западной Сибири можно выделить два мегарегиональных флюидоупора – баженовскую и куломзинскую свиту, и пять региональных – тогурскую свиту, раннебайосскую углисто-глинистую пачку ( $У_{10}$ ), нижневасюганскую подсвиту, кошайскую пачку алымской свиты и талицкую свиту.

Характерной особенностью этих отложений является то, что все они представлены выдержанными по толщине глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи трансгрессий и получившими распространение на обширных территориях.

Наличие в разрезе осадочного чехла двух мегарегиональных флюидоупоров, к которым приурочены энергетически выраженные отражающие горизонты, позволяют разделить его на три осадочных сейсмогеологических мегакомплекса: юрский, ранний мел-туронский и коньяк-кайнозойский. Каждый из мегакомплексов региональными и зональными флюидоупорами разделен на серию комплексов, представляющих самостоятельный интерес в отношении нефтегазоносности.

Юрский мегакомплекс на временных сейсмических разрезах ограничен отражающим горизонтом  $\Phi_2$  в подошве и  $\Pi^a$  в кровле.

Ранний мел-туронский мегакомплекс на временных сейсмических разрезах контролируется отражающим горизонтом  $\Pi^a$ , а кровля – горизонтом IV.

Коньяк-кайнозойский мегакомплекс особого интереса в отношении нефтегазоносности не представляет. Подошвой сейсмокомплекса является отражающий горизонт IV, кровлей – дневная поверхность [4].

По наличию региональных геологических и сейсмических реперов и с учетом условий формирования в нефтегазоперспективном интервале разреза мезозойско-кайнозойских отложений Западной Сибири можно выделить шесть сейсмогеологических комплексов, представляющих собой самостоятельные объекты поиска месторождений нефти и газа: геттанг-раннетоарский, позднетоар-ааленский, байос-батский, келловей-волжский, неокомский клиноформный и неокомский шельфовый (рис. 10).



По результатам каротажа рекомендовано провести опробование в интервале 1740-1762 м (пласт А-1) комплектом испытательных инструментов КИИ-2-146 ГрозУФНИИ

В результате опробования пласта А-1 киялинской свиты при начальной депрессии на пласт, равной – 77 атм., за 28 минут получено 0,6 м<sup>3</sup> глинистого раствора, смешанного с пластовой водой, с очень слабым выделением пузырьков газа. Пласт А-1 характеризуется как водоносный. Опробование пласта проведено удовлетворительно.

При забое 3100 м проведен заключительный каротаж. Фактически выполненные работы сведены в таблице 3:

Таблица 3 – комплекс геофизических исследований в скважине №252 [49]

Дата проведения работ	Виды работ	Интервал исследования	Масштаб глубин
1	2	3	4
15.07.1971 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	385-2325 м	1:500
	ПС – 25 мВ	385-2325 м	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	1600-2325 м	1:200
	ПС – 25 мВ	1600-2325 м	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	1600-2325 м	1:200
	БКЗ – 4 уст	1600-2325 м	1:200
	Кавернометрия	385-1554 м	1:500
	Кавернометрия	1554-2230 м	1:200
	Инклинометрия	0-2325 м	2/325 м
	Микрозондирование	1600-2330 м	
1.09.71 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	2270-3090 м	1:500
	ПС – 25 мВ	2270-3090 м	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	2286-3090 м	1:200
	ПС – 25 мВ	2286-3090 м	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	2370-3094 м	1:200
	БКЗ – 4 уст	2290-3097 м	1:200
	Кавернометрия	385-1619 м	1:500
	Кавернометрия	1619-3088 м	1:200
	Микрозондирование	2290-3094 м	1:200

По данным ГИС проведено литолого-стратиграфическое расчленение разреза (таблица 6).

В результате интерпретации ГИС рекомендовано к испытанию три объекта.

Интервал 3016-3100 м (пласт М, кора выветривания палеозоя)

Интервал 3016-3084 м – керном не охарактеризован. Пласт в интервале 3084-3100 м представлен зеленовато-серыми трещиноватыми породами палеозоя.

По промыслово-геофизическим данным интервал 3061-3100 м неоднородный, проницаемый пласт с плотными пропластками. На больших зондах БКЗ интервал характеризуется сопротивлением порядка 12-20 Ом·м.

Пласт рекомендуется к испытанию, как продуктивный на нефть.

В керне из *интервала 2774-2779 м* пласта Ю<sub>1</sub>, васюганской свиты поднят прослой песчаника 0,3 м с запахом нефти.

Проницаемый интервал горизонта неоднородный, удельное сопротивление не определяется. КС на 4-х и 8-ми метровых зондах в неэкранированных участках 12 Ом·м против нижнего, до 7-20 Ом·м – против верхнего. На кривой ИК значения КС 6 и 8 Ом·м соответственно.

Рекомендуется к испытанию как возможно продуктивный на нефть горизонт.

Результаты обработки: характер аномалии ПС – отрицательный 25-77 мВ, характер проникновения раствора в пласт – чередование проницаемых пластов с уплотнениями.

*Интервал 2483-2498 (пласт Б-Х, куломзинская свита).*

Керн из интервала 2482-2488 м содержит 1 м песчаника с запахом нефти.

По геофизическим данным неоднороден. Проницаемые интервалы 2482,5-2486,5 м, 2487,2-2493 м, 2494,2 – 2498 м из-за неоднородности или экранирования не интерпретируются. Кажущиеся сопротивления на 4-х метровым зонде 7-10 Ом·м, на ИК – 5-8 Ом·м.

Рекомендуется к испытаниям для уточнения характера насыщения.

Результаты ГИС: характер аномалии ПС – отрицательный 87, 45-82, 92 мВ, характер проникновения раствора в пласт – экранированный, неоднородный, экранированный.

В результате геолого-технического совещания было принято испытать следующие объекты: 1. 3016-3100 м – открытый ствол, пласт – М, палеозой; 2. 2768-2782 м и 2786-2792 м, пласт Ю-1 васюганской свиты; 3. 2471-2478 м и 2482-2493 м, пласт Б-Х куломзинской свиты.

До спуска обсадной колонны проведено исследование комплектом испытательного инструмента КИИ-2-146 ГрозУФНИИ в интервале 3064-3100 м (пласт М-палеозой). По промыслово-геофизическим данным пласт в интервал 3061-3078 м (М) неоднородный, проницаемый, с плотными пропластками. В результате опробования интервала 3064-3100 м (пласт "М", палеозой) при начальной депрессии на пласт, равной 128 ат за 32 минуты получено 0,6 м<sup>3</sup> нефти. В результате опробования установлено, что пласт "М" нефтенасыщенный, проницаемый, уплотненный. Опробование проведено качественно.

После спуска колонны исследование проведено в открытом стволе в интервале 3016-3100 м (пласт М, кора выветривания - палеозоя). При испытании интервала 3064-3100 м получен приток нефти дебитом 21,5 м<sup>3</sup>/сутки на штуцере 4 мм.

Скважина законсервирована.

Скважина №253 пробурена на юго-западном крыле Ай-Кагальского локального поднятия до глубины 3304 м (палеозой).

При забое скважины 2940 м выполнен промежуточный каротаж в объеме:

1. Стандартный каротаж – 4 уст.;
2. БКЗ – 4 уст.;
3. Кавернометрия;
4. Микрозондирование;
5. Инклинометрия.

Качество материалов БКЗ хорошее, микрозондирование и кавернометрии удовлетворительное.

Сопротивление бурового раствора в интервале исследований изменяется от 1,9 до 1,7 Ом·м.

По результатам каротажа рекомендовано провести опробование в интервале 2550-2576 м (пласт Б-Х, куломзинская свита) комплектом испытательных инструментов КИИ-2-146

В результате испытания пласта Б-Х куломзинской свиты при начальной депрессии на пласт, равной 134 ат, за 40 минут получено 2,2 м<sup>3</sup> пластовой минерализованной воды с растворенным газом. Пласт Б-Х водоносный, проницаемый. Опробование проведено качественно.

При забое 3300 м проведен заключительный каротаж. Фактически выполненные работы сведены в таблице 4:

Таблица 4 – комплекс геофизических исследований в скважине №253 [49]

Дата проведен работ	Виды работ	Интервал исследования	Масштаб глубин
1	2	3	4
26.05.72 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	380-2540	1:500
	ПС – 25 мВ	380-2538	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	1600-2541	1:200
	ПС – 25 мВ	1600-2540	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	1600-2540	1:200
	БКЗ – 4 уст.	1600-2540	1:200
	Микрозондирование	1600-2546	1:200
	Кавернометрия	380-1562	1:500
		1562-2530	1:200
	Инклинометрия	0-2540	ч/з 25 м
	Газовый каротаж	1418-2548	1:500

Продолжение таблицы 4

21.06.72 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	2470-2938	1:500
	ПС – 25 мВ	2470-2940	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	2470-2936	1:200
	ПС – 25 мВ	2470-2936	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	2470-2935	1:200
	БКЗ – 4 уст.	2470-2935	1:200
	Микрозондирование	2470-2939	1:200
	Кавернометрия	2470-2928	1:200
Инклинометрия	2475-2935	ч/з 25 м	
15.07.72 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	2900-3300	1:500
	ПС – 25 мВ	2900-3300	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	2810-3300	1:200
	ПС – 25 мВ	2810-3298	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	2900-3298	1:200
	БКЗ – 4 уст.	2900-3298	1:200
	Микрозондирование	2900-3303	1:200
	Кавернометрия	2900-3303	1:200
	Индукционный каротаж	1598-2992	1:200
	ГК и НГК	2-1630	1:500
		1586-3278	1:200
	Инклинометрия	2875-3300	ч/з 25 м
	Газовый каротаж	2548-3280	1:500
	Анализ ХТ	55	
	ТВД	230	

Качество промыслово-геофизических материалов в целом хорошее.

Сопrotивление бурового раствора, определенное резистивиметром и уточненное по БКЗ в интервале исследования изменяются от 2,6 до 1,4 Ом·м.

В результате работ проведено литологическое расчленение разреза и выделены стратиграфические комплексы (таблица 6).

В результате интерпретации ГИС рекомендовано к испытанию следующие объекты:

Интервал 3208-3286 м – открытый ствол (тюменская свита) – представлен песчаником средне-и крупнозернистым, плотным, крепкоцементированным, в свежем изломе с запахом конденсата и аргиллитом.

По промыслово-геофизическим данным интервал 3208,8-3281,2 представлен частым чередованием проницаемых, уплотненных и плотных пропластков. По ПС – неглубокая отрицательная аномалия от 2,5 до 30 мВ. КС по 4-х метровому зонду от 6 до 30 Ом·м, тот же порядок сопротивлений на 8-ми метровом зонде.

По геохимическим данным интервал 3219-3229 м характеризуется незначительным содержанием тяжелых углеводородов и низкой остаточной нефтегазонасыщенности разбуренной породы.

Рекомендуется к испытанию по керновым данным для выяснения характера насыщения.

Результаты ГИС: характер аномалии ПС – отриц. 2,5-30 мВ, характер проникновения раствора в пласт – неоднородный, УЭС пласта – неоднородный.

Интервал 2855-2870 м (васюганская свита, кровля горизонта Ю-1) – литологически представлен серым, разномзернистым, слабо -и крепкоцементированным алевролитом и аргиллитом. В свежем изломе из песчаников отмечен запах конденсата.

По промыслово-геофизическим данным интервал неоднородный, подошва проницаемая, кровля представлена чередованием проницаемых и уплотненных пластов. Удельное сопротивление пласта, залегающего на глубине 2864,4-2870,8 м равно 6,0 Ом·м. Кровля интервала не интерпретируется из-за электрической неоднородности и экранного влияния выше -и нижележащих пластов.

Пласт, выделяемый в интервале в интервале 2860-2870 м по компонентному составу газа интерпретируется как нефтесодержащий, но остаточная нефтенасыщенность мала (порядка 1,9 %).

Пласт рекомендуется к испытанию по керновым, промыслово-геофизическим и геохимическим данным как возможно продуктивный (нефтяной).

Результаты: характер аномалии ПС – отрицательный 27,5-70 мВ, характер проникновения раствора в пласт – неоднородный, УЭС пласта – неоднородный.

Интервал 2813-2834 м (баженовская свита) – литологически представлен аргиллитом битуминозным, плотным, крепким. Из керна наблюдалось выделение пузырьков газа.

По микрозондированию интервал представлен частым чередованием слабопроницаемых и плотных прослоев, по ПС – незначительная отрицательная аномалия до 12,5 мВ. Удельное сопротивление интервала 2817,8-2826,8 м равно 190 Ом·м.

По геохимическим данным пласт проинтерпретирован как нефтесодержащий.

Интервал рекомендуется к испытанию для изучения коллекторских свойств трещиноватых коллекторских и выяснения характеристика насыщения.

Результаты: характер аномалии ПС – отрицательный до 12,5 мВ, характер проникновения раствора в пласт – неоднородный, УЭС пласта – неоднородный.

В результате геолого-технического совещания было принято испытать следующие объекты: 1. 3209-3304 м – открытый ствол; 2. 2855-2886 м – Ю<sub>1</sub>.

Испытание *I* объекта проводилось в интервале 3209-3304 м (палеозой, пласт "М", тюменская свита).

Результаты исследования: Пластовое и статическое давление не замерялись. Дебит пластовой воды при среднединамическом уровне 1280 м равен 1,9 м<sup>3</sup>/сутки. За период исследования (43 часа) из пласта извлечено 4,6 м<sup>3</sup> пластовой воды. Забойное

давление при уровне 1253 м – 218 атм, пластовая температура - 116°С. Газовый фактор равен  $2,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Получен слабый приток пластовой воды –  $1,9 \text{ м}^3/\text{сутки}$  при динамическом уровне 1280 м. Ввиду слабого притока кривая восстановления обработке не подлежит. Интервал характеризуется почти непроницаемыми породами.

В результате исследований получены следующие данные: забойное давление при динамическом уровне 1253 м составило 218 атм; дебит равен  $1,9 \text{ м}^3/\text{сутки}$  при  $H_d = 1280 \text{ м}$ ; ввиду плохих коллекторских свойств – интервал малодебитный.

Испытание *II объекта* проводилось в интервале 2855-2886 м (васюганская свита, Ю-1).

Результаты исследования: стояние на притоке составило 62 часа, за это время из пласта извлечено  $3,3 \text{ м}^3$  пластовой воды с пленкой нефти; дебит воды при среднединамическом уровне 1003 м составил  $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ , газовый фактор равен  $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

В результате исследований получены следующие данные: дебит пластовой воды при среднединамическом уровне 1003 м равен  $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; статический уровень равен – 50 м; коэффициент продуктивности равен  $0,035 \text{ м}^3/\text{сут. ат.}$ ; газовый фактор равен  $1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; коллектор имеет низкую проницаемость; отобраны пробы пластовой воды – 4л, растворенного газа – 4 л.

*Скважина №255* пробурена на западном крыле Фестивального поднятия до глубины 3301 м (палеозой).

При забое скважины 2520 м выполнен промежуточный каротаж в объеме:

1. Стандартный каротаж – 4 уст.,
2. БКЗ – 4 уст.,
3. Микрозондирование.
4. Кавернометрия;
5. Инклинометрия.

Качество промыслово-геофизических материалов хорошее.

Сопrotивление бурового раствора, определенное по БКЗ, в исследованном интервале изменяется от 3,0 до 2,4 Ом·м.

По результатам каротажа рекомендовано провести опробование в интервале 2501,5-2522,5 м (пласт  $B_{15}$  куломзинской свиты) комплектом испытательных инструментов КИИ-2-146 ГрозУФНИИ.

По промыслово-геофизическим данным интервал 2505-2516 м (пласт  $B_{15}$  куломзинской свиты), проницаемый с уплотненным пропластком в средней части (по микрозондам). Аномалия ПС до 75 мВ, удельное сопротивление по 2-х метровому зонду 6

Ом·м. При начальной депрессии на пласт 132 ат за 15,5 минут стояния на притоке получено 5,4 м<sup>3</sup> разгазированной пластовой воды.

Опробование проведено качественно.

При забое 3300 м проведен заключительный каротаж. Фактически выполненные работы сведены в таблице 5:

Таблица 5 – комплекс геофизических исследований в скважине №255 [49]

Дата проведения работ	Виды работ	Интервал исследования	Масштаб глубин
1	2	3	4
26.03.75 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	470-2487	1:500
	ПС – 25 мВ	470-2487	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	1520-2487	1:200
	ПС – 25 мВ	1520-2487	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	1520-2484	1:200
	БКЗ – 4 уст.	1520-2484	1:200
	Микрозондирование	1520-2524	1:200
	Кавернометрия	470-1520	1:500
		1510-2484	1:200
		Инклинометрия	0-2450
26.04.75 г.	Ст.каротаж – 1 уст.	2420-3301	1:500
	ПС – 25 мВ	2420-3301	1:500
	Ст.каротаж – 1 уст.	2420-3299	1:200
	ПС – 25 мВ	2420-3296	1:200
	Ст.каротаж – 2 уст.	2420-3296	1:200
	БКЗ – 4 уст.	2320-3296	1:200
	Микрозондирование	2420-3301	1:200
	Кавернометрия	2420-3301	1:200
	Микробоковой	2420-3301	1:200
	Микрокавернометрия	2420-3301	1:200
	Индукционный каротаж	2420-3301	1:200
	Инклинометрия	2425-3300	ч/з 25 м
	ГК	0-1560	1:500
		1510-3301	1:200
	НГК	26-1560	1:500
	1510-3301	1:200	

Таким образом, заявленный комплекс промыслово-геофизических исследований выполнен полностью за исключением бокового каротажа, незаписанного по техническим причинам.

Качество материалов БКЗ – хорошее, ГК и НГК – удовлетворительное, микрозондирование, индукционного каротажа, микробокового каротажа – низкое.

Сопротивление бурового раствора, определенное по БКЗ, в исследованном интервале изменяется от 3,0 до 2.1 Ом·м.

В результате работ проведено литологическое расчленение разреза и выделены стратиграфические комплексы (таблица 6).

В результате интерпретации ГИС рекомендовано к испытанию следующий объект:

Интервал 3244-3301 м – открытый ствол (палеозой) литологически представлен темно-сером и зеленовато-серой ультраосновной породой, плотной, крепкой.

По промыслово-геофизическим данным интервал 3244,4-3301 м неоднородный, представлен частым чередованием проницаемых, уплотненных и плотных пропластков. Кажущееся сопротивление по 4-х метровому зонду достигает 215 Ом·м. Отрицательная ПС отмечается в интервале 3246-3252 м, НГК для интервала характерна отчетливая дифференциация, по ГК палеозойские отложения характеризуются низкими значениями естественной гамма-активности.

Интервал рекомендуется к испытанию как коллектор, залегающий в перспективной части разреза.

Испытание не проводилось.

Проведено исследование комплектом испытательного инструмента КИИ-2-146 ГрозУФНИИ в интервале 2739,5-2780 м (баженовская свита) при помощи КИИ-146. Интервал опробования представлен битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими. В интервале 2767-2771 м неоднородный, участками трещиноватый (по микрозондам). При депрессии 143 м (уровень 1430 м) за 50 минут притока не получено. Интервал практически “сухой”.

Исследование проведено в открытом стволе в интервале 3244-3301 м (палеозой) при помощи КИИ-146. Интервал опробования по промыслово-геофизическим данным высокоомный, слабопроницаемый, трещиноватый. При депрессии 142 ат (уровень 1420 м) за 72 минуты в трубы поступило около 70 л глинистого раствора с незначительным содержанием газа. По записям глубинных манометров притока не отмечено. Кривая притока горизонтальная и ее продолжение перекрывает начало по одной прямой. Температура на глубине 3160 м плюс 115 °С.

Опробование проведено качественно [49].

Таблица 6 – Литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин на Фестивальной площади

Свита, возраст	№№ скважин					
	252 Кров ля, м	литология	253 Кров ля, м	литология	255 Кров ля, м	литология
Четвертичные отложения	–	–	–	–	–	–
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы 6

Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен	–	–	–	–	–	–
Люлинворская свита эоцен	–	–	–	–	–	–
Талицкая свита палеоцен	522	–	548	–	523	–
Ганькинская свита даний, маастрихт	554	–	578	–	550	–
Славгородская свита кампан+верхний сантон	730	–	750	–	722	–
Ипатовская свита нижний сантон+коньяк	785	–	806	–	777	–
Кузнецовская свита турон	871	–	894	–	865	–
Покурская свита сеноман+альб+апт	891	–	913	–	884	–
Алымская	1728	–	1779	–	1740	–
Киялинская свита готерив+баррем	1757	–	1807	–	1776	–
Тарская свита валанжин	2345	Песчаник серый, мелкозернистый, среднесцементированный; аргиллит темно-серый, крепкий, плотный.	2419	Песчаники серого цвета, мелкозернистые; алевролиты зеленовато-серого цвета, микрослоистые	2370	–
Куломзинская свита валанжин	2439	Песчаники серые, темно-серые, мелкозернистые, однородные; алевролиты серые, буровато-серые, песчаные и песчанистые.	2514	Неравномерное чередование серого алевролита, крепкого; аргиллит темно-серый, плотный, крепкий; песчаник серый	2458	–
Баженовская свита титонский	2713	–	2806	–	2748	–
Георгиевская свита кимеридж	2741	–	2837	–	2779	Аргиллит темно-серый до черного, плотный, крепкий; алевролит темно-серый.
Васюганская свита келловей+оксфорд	2748	Песчаники средне-мелкозернистые, мелкозернистые; аргиллит	2844	Песчаники серые, разнозернистые, слабо -и крепкосцементированные; алевролиты и аргиллиты	2792	Аргиллит серый, темно-серый, плотный; уголь черный; алевролит светло-серый, серый

Продолжение таблицы 6

Тюменская свита нижняя+средняя юра	2818	–	2924	–	2857	Алевролит темно-серый, коричневатый, черный; уголь черный; аргиллит темно-серый, серый; песчаники серые, разнозернистые
Кора выветривания	3063	–	$\frac{3207}{3304}$	–	3227	Аргиллит серый, темно-серый, плотный, крепкий; алевролит серый, светло серый.
Палеозой	3078	Серпентинит темно-и фисташково-зеленый, трещиноватый, с жилками кальцита		Песчаники средние и крупнозернистые, плотные, крепкоцементированные; аргиллиты;	3242	Темно-зеленая до темно-серой порода ультраосновного состава типа серпентинита
Забой скважины	3100		3304		3301	

#### 4 Основные вопросы проектирования

##### 4.1 Задачи геофизических исследований

ГИС проводятся для решения следующих задач:

- 1) Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- 2) Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- 3) Оценка характера насыщения и коэффициентов флюидонасыщенности;
- 4) Определение водонефтяного контакта (ВНК);
- 5) Определение технического состояния скважины.

##### 4.2 Обоснование объекта исследований

В результате анализа работ прошлых лет единичной скважиной № 252 установлена залежь нефти. Залежь оконтурена ВНК с абсолютной отметкой минус 2980. В юго-восточном направлении установлено выклинивание продуктивного пласта М, приуроченного к отложениям коры выветривания.

Для изучения распространения пласта-коллектора М в северо-западном направлении и уточнения положения ВНК, проектируется заложение разведочной скважины № 200 на расстоянии 1,5 км к северо-западу от скважины № 252 (рис. 11). Скважина заложена по методу клина на оси залежи вниз по падению продуктивных отложений [8]. Предполагаемый ВНК оконтуривается изогипсой на а.о. минус 3110 м.

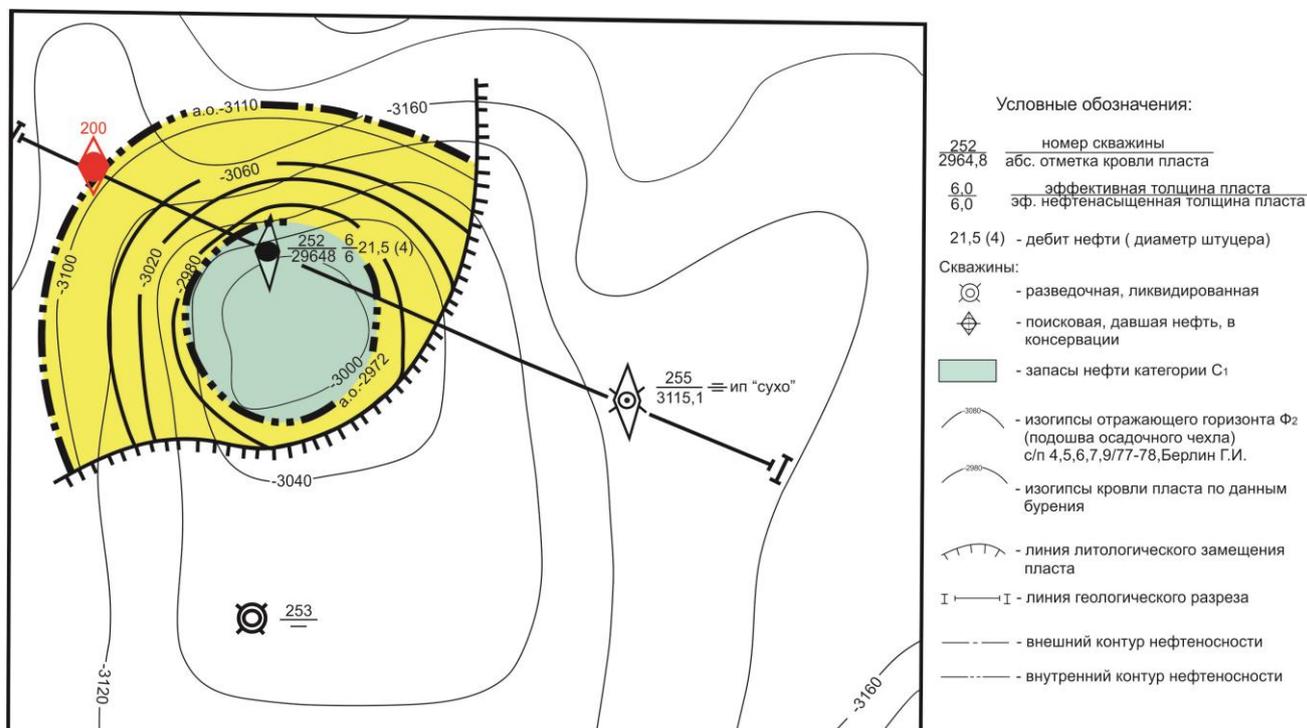
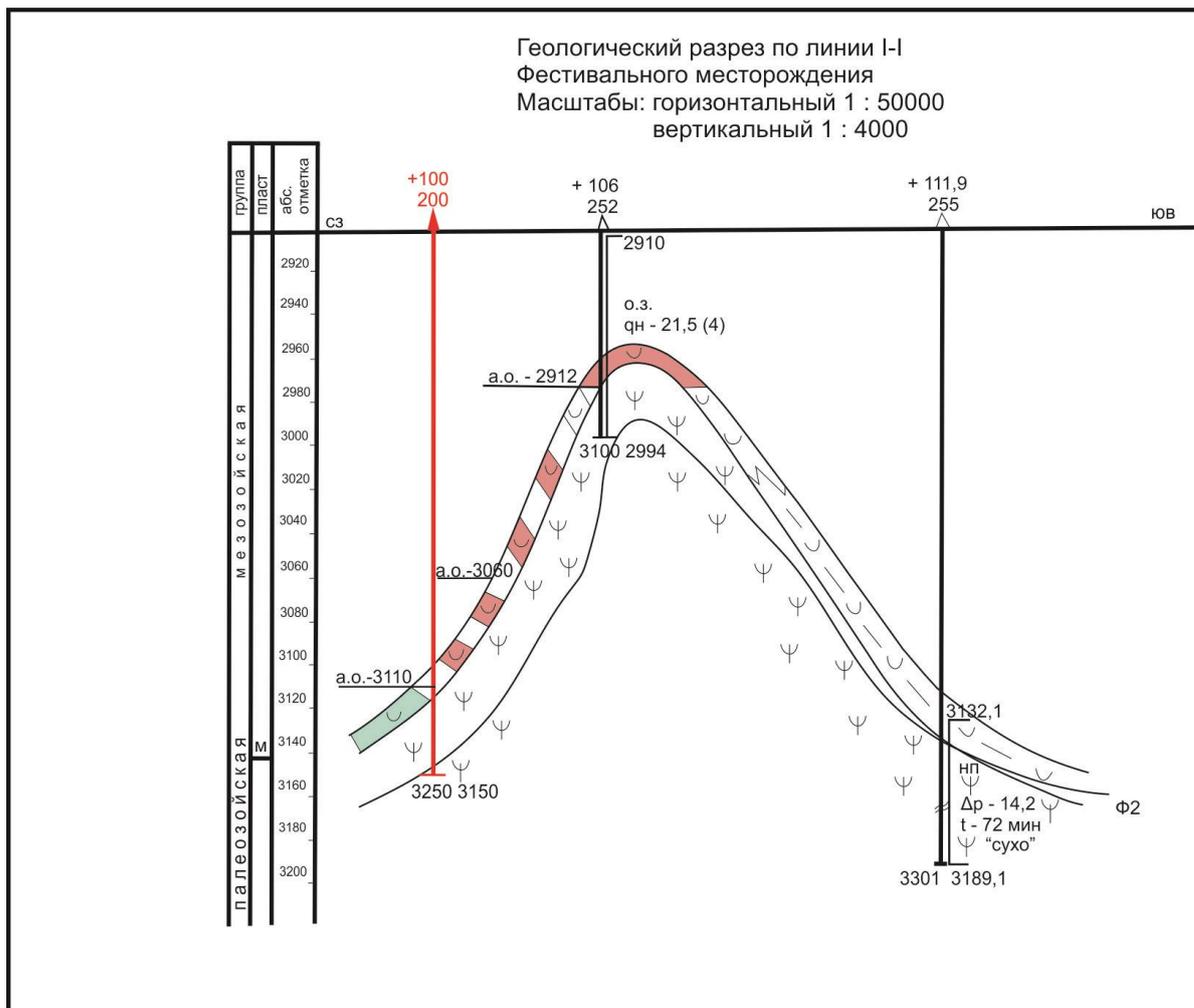


Рисунок 11 – Положение проектной разведочной скважины № 200 на структурной карте по отражающему горизонту Ф<sub>2</sub>. Масштаб 1: 50000

На рисунке 12 показано положение проектной скважины № 200 на геологическом разрезе, построенном по линии I-I. Устье проектной скважины предположительно находится на 100 м выше уровня моря. Проектная глубина скважины составляет 3250 м со вскрытием доюрских отложений на 50 м.



Условные обозначения:

- |        |   |  |                     |
|--------|---|--|---------------------|
|        | - отражающий горизонт                       |  | - кора выветривания |
|        | - скважины, пробуренные в плоскости разреза |  | - глинизация        |
|        | - интервал испытания в открытом стволе      |  | - серпентиниты      |
| Qн (4) | - дебит нефти (диаметр штуцера)             |  | - залежь нефтяная   |
|        | - проектная скважина № 200                  |  |                     |

Рисунок 12 – Геологический разрез по линии I-I (рис. 11) и положение проектной скважины № 200

Проектом предусматривается вскрыть следующий стратиграфический разрез (табл. 7).

Таблица 7 – Стратиграфическая разбивка для проектируемой скважины №200

Свита, возраст	Кровля свиты, м	Свита, возраст	Кровля свиты, м
Четвертичные отложения	–	Киялинская свита, готерив+баррем	1660
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	–	Тарская свита, валанжин	2245
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	–	Куломзинская свита валанжин	2350
Люлинворская свита эоцен	–	Баженовская свита титонский	2610
Талицкая свита палеоцен	420	Георгиевская свита кимеридж	2640
Ганькинская свита даний, маастрихт	450	Васюганская свита келловей+оксфорд	2650
Славгородская свита кампан+верхний сантон	630	Тюменская свита нижняя+средняя юра	2720
Ипатовская свита нижний сантон+коньяк	685	Кора выветривания	3150
Кузнецовская свита турон	770	Палеозой	3200
Покурская свита сеноман+альб+апт	790	Забой скважины	3250
Алымская	1630	–	–

#### 4.3 Физико-геологическая модель объекта исследований

Физико-геологическая модель объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования, предусмотреть возможные осложнения в процессе работ и оптимальным образом выбрать методы геофизического исследования скважин для наиболее полного решения поставленных задач. ФГМ построено на основании анализа по скважинам, пробуренным на исследуемой площади (рис. 13).

В продуктивном горизонте наблюдается понижение кривой ПС, значение которой равно 85 мВ. По кривой индукционного каротажа наблюдается пониженное значение равное 14 мКс/м. Кривая гамма каротажа имеет низкое значение равное 0,8 мкР/час. По МГЗ и МПЗ наблюдается расхождение зондов, что соответствует наличию коллектора.

Значения зондов индукционного каротажа расходятся, в связи с наличием коллектора. Диаметр скважины ближе к концу продуктивного пласта резко увеличивается до 258 мм, это может быть связано с образованием каверн.

По значениям потенциал-зонда и градиент зондов отмечается расхождение, это связано с наличием коллектора.

Значения НКТ резко увеличиваются в середине пласта. В продуктивном интервале радиоактивность (ГГК-п) изменяется в диапазоне от 2,38 до 2,92 г/см<sup>3</sup>.

Коэффициент открытой пористости меняется от 0,1 до 10,2 %. Коэффициент проницаемости меняется от 0,6 до 1,4 мД, коэффициент глинистости от 18,9 до 21,7 %, коэффициент нефтегазонасыщенности от 61,2 до 79,2 %. Кп НК 28,3-35,2 %, Кп ПС 15,2-16,2 %, Кп ГГК 10,5-13,2 %, Кп АК 12,5-18 %.

Литологически пласт представлен серпентинитами темно - и фиштакково-зелеными, трещиноватыми с жилками кальцита. По трещинам наблюдается примазки битума.

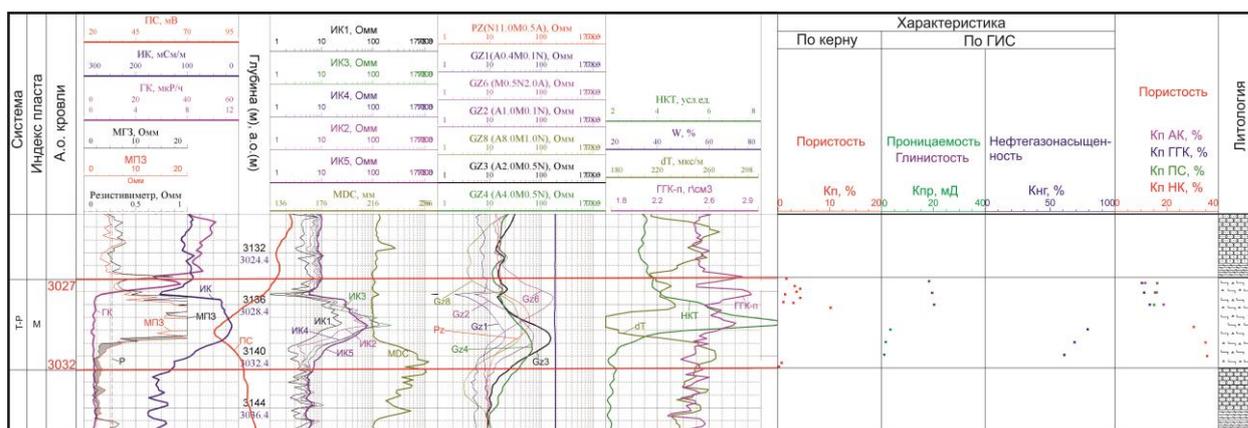


Рисунок 13 – Физико-геологическая модель объекта

#### 4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор методов ГИС основывается, исходя из поставленных геологических задач, представленных в главе 4.1, и на ФГМ объекта, которая представлена в главе 4.3.

Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов решаются следующими методами: методом потенциалов собственной поляризации (ПС), кавернометрия, БКЗ, МКЗ, дополнительными методами являются: БК, ИК, МБК, НГК.

Определение глинистости коллектора осуществляется на основе методов ПС, ГК. Для определения глинистости используются эмпирические зависимости относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  по ПС, двойного разностного параметра по ГК от глинистости.

Определение пористости осуществляется методами ПС, НГК.

Определение проницаемости коллекторов осуществляется методами УЭС, методами глинистости ПС и ГМ.

Определение характера насыщения коллекторов и местоположения ВНК осуществляется методами БК, ИК, АК

Контроль технического состояния скважины осуществляется методом инклинометрия, термометрия, АКЦ.

*Метод потенциалов собственной поляризации (ПС).* Метод основан на изучении естественного стационарного поля, образование которого связано с физико-химическими процессами, протекающими на поверхностях раздела скважина-порода и между пластами различной литологии.

Метод ПС обусловлен следующими физико-химическими процессами: 1) диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот, а также адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горных пород; 2) фильтрацией вод из промывочной жидкости в породы и пластовых вод в скважину; 3) окислительно-восстановительными реакциями, происходящими в породах и на контакте их с промывочной жидкостью и металлами [5].

В разрезе осадочных пород в большинстве случаев наибольшими отрицательными аномалиями  $U_{\text{пс}}$  отмечаются чистые песчаники, карбонатные и гидрохимические осадки, положительными аномалиями  $U_{\text{пс}}$  – глины и сильно заглинизированные породы.

*Гамма каротаж (ГК)* – основан на изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации интегральной и дифференциальной интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах. Таким образом, предметом исследования является – естественная радиоактивность горных пород, вскрытых скважиной.

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов:  ${}^{238}_{92}\text{U}$ ,  ${}^{226}_{88}\text{Ra}$ ,  ${}^{232}_{90}\text{Th}$ ,  ${}^{40}_{19}\text{K}$ . Наиболее высокой радиоактивностью отличаются магматические породы, низкой радиоактивностью отмечаются осадочные породы, промежуточной – метаморфические породы. Содержание радиоактивных элементов в магматических породах закономерно связано с количеством кремнекислоты. Наиболее радиоактивны кислые разности пород, минимальная радиоактивность у ультраосновных пород. Радиоактивность осадочных пород в первую очередь определяется радиоактивностью породообразующих минералов. Низкими значениями радиоактивности обладают песчаники, пески, известняки, ангидриты, доломиты и т.д. Высокой радиоактивностью обладают глины, битуминозные сланцы, аргиллиты [5].

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

пород-коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины [5].

*Метод АК* – основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные АК используются для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка коэффициента пористости пород, определение положения ВНК и ГЖК [5].

*Методы кажущегося сопротивления (КС)* – основаны на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. В группу методов КС входят такие методы как: метод обычных зондов КС, метод специальных зондов КС, БКЗ, резистивиметрия, МКЗ [5].

*Боковое каротажное зондирование (БКЗ)* состоит в измерении  $\rho_k$  пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины.

Сущность метода состоит в измерении  $\rho_k$  однотипными зондами разной длины: 1) А0,4 М0,1 N; 2) А1,0 М0,1 N; 3) А2,0 М0,5 N; 4) А4,0 М0,5 N; 5) А6,0 М1,0 N; 6) N0,5 М2,0 [6].

*Метод микрозондирования (МКЗ)*. По данным микрозондов (градиент-микрозонд А0,025М0,025N, потенциал-микрозонд А0,05М) хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

В интервалах, характеризующихся на кавернограмме увеличением диаметра скважины (каверна с  $d_k > 15$  см), оба микрозонда регистрируют низкие и одинаковые значения  $\rho_k$ , отражающие кажущееся сопротивление бурового раствора [9].

*Боковой картаж (БК)* – метод применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения  $h_{эф}$ .

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

В методе ИК измеряется  $\sigma_{эф}$ , которая зависит от проводимостей пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, от  $d_{скв}$ ,  $h_{пласта}$ , размера конструкции зонда.

По диаграммам индукционного каротажа более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов малого сопротивления [5].

*Микробоковой картаж.* Интерпретация диаграмм по данному методу заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта.

*Нейтронный гамма картаж (НГК)* – сущность метода состоит в исследовании интенсивности  $\gamma$ -поля, образовавшегося в результате поглощения тепловых нейтронов породообразующими элементами. Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата зависит от числа тепловых нейтронов. Число нейтронов зависит от поглощающих и замедляющих свойств горной породы. Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания. Поглощающие свойства среды зависят от водородосодержания, а также от содержания таких элементов как: хлор, бор, железо, марганец и др. которые обладают высоким сечением захвата тепловых нейтронов в окружающей среде.

НГК применяется для решения следующих задач: литологическое расчленения разреза; выделение пластов-коллекторов; определение их пористости; отбивка ВНК; выявления элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов [5].

*Инклинометрия* – метод позволяющий определить положения ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Его надо учитывать в процессе бурения скважины. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров [5].

*Термометрия* – метод заключается в измерении: 1) температуры по стволу скважины, которая производится для изучения местных (локальных) тепловых полей; 2) естественного теплового поля Земли; 3) искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве.

Задачи, решаемые методом термометрии: 1) определение высоты подъема цемента за колонной; 2) выявление перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину; 3) установление интервалов поглощения жидкости или ее поступление из пласта в скважину в процессе бурения.

*Контроль цементирования затрубного пространства АК* основан на измерении амплитуды преломленной продольной волны, распространяющейся на обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод позволяет: 1) установить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; 3) обнаружить каналы, трещины и каверны; 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами; 5) исследовать процесс формирования цементного камня во времени [5].

*Газовый каротаж* – метод основан на исследовании количества и состава газа в промывочной жидкости. Метод является прямым методом изучения нефтегазоносных коллекторов, также газовый каротаж позволяет определить фазовый состав содержащихся в пласте углеводородов; выявлять водонасыщенные интервалы коллекторов, контактирующие с нефтенасыщенной зоной пласта [6].

Таким образом, в скважине № 200 проектом предусматривается выполнить следующие работы (табл. 8).

Таблица 8 – Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач

№ пп	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований, м
<b>В кондукторе (открытый ствол)</b>			
	Стандартный каротаж	1 : 500	0-770
	ПС	1 : 500	
	ГК и НГК	1 : 500	
	Кавернометрия	1 : 500	
<b>Каротаж в открытом стволе</b>			
	Стандартный каротаж	1 : 500	770-3250
	ПС	1 : 500	770-3250
	БК, БКЗ, ИК	1 : 200	1660-3250
	ГК и НГК	1 : 500	0-1660
	АК	1 : 200	1660-3250
	Кавернометрия	1 : 500	
	Микрозондирование	1 : 200	
	Газовый каротаж	1:500	
<b>Каротаж в продуктивной части разреза</b>			
	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НГК, МБК	1 : 200	3000-3250
	АК	1 : 200	
	Кавернометрия	1 : 200	
	Микрозондирование	1 : 200	
	Газовый каротаж	1:500	
<b>Каротаж с целью определения технического состояния скважины</b>			
	Термометрия, АКЦ	1 : 200	0-770
	Инклинометрия	Через 25 метров	1660-3250 0-3250

## 5. Методические вопросы

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Весь комплекс ГИС проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [14].

Комплекс работ, которые проводятся геофизическими партиями, состоит из:

- 1) подготовка к выезду на скважину и заключительные работы после возвращения со скважины на базу;
- 2) подготовительные работы на скважине, также заключительные;
- 3) геофизические исследования на скважине;
- 4) спуско-подъемные операции;
- 5) пересоединение скважинных приборов;
- 6) разметка кабеля;
- 7) переезды на скважину и обратно.

Прибор комплексного электрического каротажа КИА-723-М предназначен для проведения ГИС в открытом стволе (рис. 14). Прибор обеспечивает измерение электрических характеристик пород за один проход по интервалу исследований комплексом зондов *БКЗ*, зондом *КС*, зондом трехэлектродного *БК*, зондом *ИК*, *ПС* [11]. Технические характеристики показаны в таблице 9.



Рисунок 14 – Прибор комплексный КИА-723-М [11]

Таблица 9 – Технические характеристики прибора КИА-723-М [11]

Длина, мм	20470
Длина корпуса, мм	3850
Диаметр, мм	73
Масса, кг	80
Питание переменным током	400 Гц, 400 мА
тах рабочая t, °С	120

Продолжение таблицы 9

max рабочее P, МПа	80
Скорость каротажа, м/ч	3000

Для регистрации ГК и НГК применяется скважинный прибор СП-62. Каротаж проводится со скоростью 200-400 м/час. Технические данные СП-62 представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические данные СП-62

Число приборов	2
Ток питания прибора, мА	210±20
Индикатор гамма-излучения	Разрядные счетчики
Предельная рабочая температура, °С	200
Предельное рабочее давление, МПа	100
Диаметр, мм	95
Длина:	
Без зонда НГК	3334
С зондом НГК 500 мм	3548
Масса прибора, кг:	
Без зонда НГК	82
С зондом НГК 500 мм	87

Методы микрозондирование (МКЗ) и микробоковой каротаж (МБК) будут выполняться при помощи прибора микрокаротажа КЗА-723 (рис. 15). Прибор обеспечивает измерение рк порода зондами МКЗ и МБК. В таблице 11 показаны основные параметры прибора.



Рисунок 15 – Прибор микрокаротажа КЗА-723 [12]

Таблица 11 – Основные характеристики прибора микрокаротажа КЗА-723 [12]

Длина, мм	2600
Диаметр электронного блока, мм	73

Продолжение таблицы 11

Максимальный диаметр, мм	до 110
Масса, кг	от 76
Параметры тока питания, Гц/Ма	400/400
тах рабочая t, °С	120-150
тах рабочее P, мПа	80-110
Скорость каротажа, м/час	1000

*Кавернометрия* выполняется каверномером малогабаритным НС-380 (рис. 16). Технические характеристики показаны в таблице 12.



Рисунок 16 – Каверномер малогабаритный НС-380 [18]

Таблица 12 – Технические характеристики каверномера малогабаритного НС-380 [18]

Диаметр, мм	38
Длина прибора, мм	1100
Вес прибора, кг	6
Мах рабочая t, °С	75
Мах рабочее P, мПа	20
Диапазон напряжения питания, мПа	40-45
Максимальное/номинальное потребление тока, мА	100/60
Полярность питания напряжения на центральной жиле	+
на корпусе зонда	-
Диапазон измерений, мм	
длинные плечи	100-700
средние плечи	38-300
короткие плечи	38-150

*Акустический каротаж (АК)* будет выполняться аппаратурой АК СПАК-6Д (рис. 17). Аппаратура предназначена для исследования разрезов обсаженных и необсаженных скважин по кинематическим и динамическим параметрам продольной, поперечной волн и волны Лэмба-Стоунли [13].

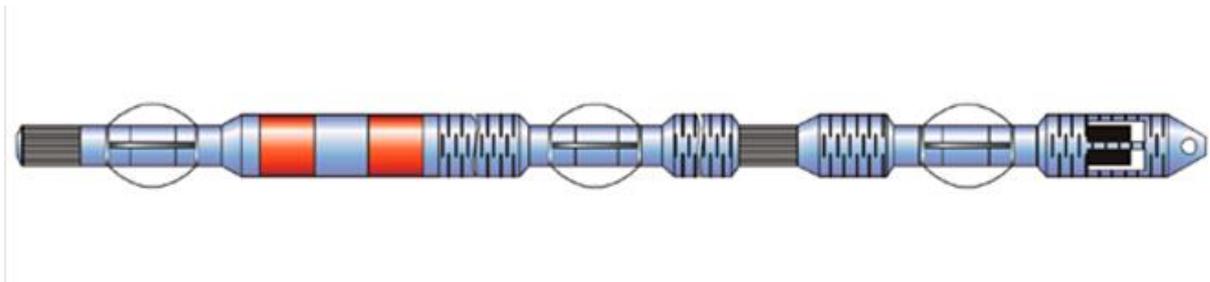


Рисунок 17 – Аппаратура АК СПАК-6Д [13]

*Инклинометрия* будет выполняться инклинометром магнитометрическим многоточечным ИМММ-120/60. Диапазоны измерения азимута скважины и зенитного угла составляют от  $0^\circ$  до  $360^\circ$  и от  $0^\circ$  до  $100^\circ$  соответственно.

*Термометрия* будет проводиться цифровой аппаратурой РТГ-42 (рис. 18). Она рассчитана на работу с одножильным бронированным кабелем.



Рисунок 18 – цифровая аппаратура РТГ-42

*АКЦ* будет проводиться при помощи прибора скважинной акустической цементометрии КЕДР-АКЦ-42Т (рис.19). Прибор предназначен для определения высоты подъема цемента и оценки качества сцепления цемента с породой и обсадной колонной. Формула зонда И 1,0 П<sub>1</sub> 0,5 П<sub>2</sub>; частота излучения – от 18 до 23 кГц; диапазон измерения  $\Delta T$  – от 120 до 660 мкс/с [19]



Рисунок 19 – Прибор скважинной акустической цементометрии КЕДР-АКЦ-42Т [19]

На скважины в обязательном порядке монтируется станция *газового каротажа*, Станция АГКС-2м

Для спуска-подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник ПКС-3,5 М. Для регистрации и обработки информационных сигналов будет использоваться каротажная станция КЕДР-02.

Подъемник предназначен для проведения спуска и подъема скважинной аппаратуры в процессе ГИС до глубины 3500 м. Подъемник – единый кузов, установленный на шасси автомобиля УРАЛ 4320-1912-30, который разделен теплоизолирующей перегородкой на лабораторный и лебедочные отсеки.

Технические характеристики ПКС-3,5 М представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики ПКС 3,5 М [17]

№	Наименование параметра	ПКС 3,5 М
1	Наибольшая глубина исследуемой скважины, м	3500
2	Наибольший диаметр геофизического кабеля, мм	12,3
3	Вместимость барабана лебедки, м	3700
4	Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки на барабане, кН, не менее	30
5	Максимальное тяговое усилие кабеля на первых двух рядах намотки на барабан при максимальной скорости движения кабеля, кН, не менее	11
6	Мощность на барабане подъемника, кВт	45,6
7	Диапазон скоростей движения кабеля на $d_{cp}$ намотки на барабан, м/ч	100-8500

Продолжение таблицы 13

8	Тип автомобильного шасси	<i>Урал-4320</i>
9	Габаритные размеры, мм	9200x2500x4000
10	Напряжение питания электрооборудования, В	220
11	Потребляемая мощность, кВт, не более	5
12	Способ укладки кабеля	Автоматический с ручной корректировкой
13	Тип привода лебедки	Механический

Каротажная станция КЕДР-02 (рис. 20) обеспечивает прием и обработку информационных, аналоговых и цифровых сигналов. Которые поступают по одножильному (или трехжильному) геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также поступают от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

КЕДР-02 – малогабаритная система регистрации данных, которая предназначена для проведения комплексных геофизических исследований в процессе разведки, бурения, освоения и эксплуатации скважин. Станция обеспечивает прием и обработку информационных сигналов от скважинной аппаратуры.

КЕДР-2 состоит из: блока геофизического (БГФ), блока коммутации (БК), плоттера (ПЛ02), универсального источника питания (УИП), источника бесперебойного питания (ИБП).

*Блок геофизический (БГФ).* Обеспечивает непрерывное декодирование информации от скважинного прибора и работу системы измерения глубины и скорости прибора. БГФ при помощи интерфейса стандарта Ethernet соединяется с внешним компьютером, а через последовательный канал обмена с другими блоками. Кроме того, в геофизическом блоке находится источник управляющих напряжений с выходной мощностью 100 Вт. диапазоном выходного напряжения до 300 В и тока до 0,5 А. Этот источник обеспечивает формирование стабилизированного постоянного напряжения или тока [16].

*Блок коммутации (БК).* Предназначен для осуществления необходимых коммутаций между 3 жилами кабеля, 2 источниками питания и входами АЦП блока геофизического. Также блок коммутации формирует цифровые последовательности, которые необходимы для управления скважинных приборов.

*Плоттер (ПЛ02).* Плоттер обеспечивает представление результатов измерений в виде каротажных диаграмм на термобумаге.

*Универсальный источник питания (УИП).* Обеспечивает формирование стабилизированного постоянного и переменного напряжения или тока, или смеси

(переменный ток со сдвигом на постоянную составляющую). Для переменного тока форма сигнала может быть синусоидальной или программируемой формы.

*Источник бесперебойного питания (ИБП).* Обеспечивает питание аппаратуры при сбоях питания. Емкости батареи достаточно [16].



Рисунок 20 – Каротажная станция КЕДР [16]

#### 5.1.1 Метрологическое обеспечение работ

Система МО ГИС – комплекс технических и методических средств, обеспечивающих единство, достоверность и требуемую точность результатов измерений [25].

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

Повышение качества геофизических исследований невозможно без широкого применения МО и стандартизации геофизической аппаратуры и оборудования.

Стандартные метрологические процедуры: *градуировка, поверка, калибровка СИ*. Периодической процедуре подвергаются все комплексы аппаратуры находящиеся в эксплуатации в составе скважинного прибора совместно с наземными средствами регистрации и каротажным кабелем [25].

Измерительному прибору или преобразователю соответствует определения функциональная зависимость между входной величиной и выходной величиной:  $y = f_u(x)$ , которая называется истинной функцией преобразования.

Определяя экспериментально зависимость между величинами на входе и выходе изучаемого средства измерений, получают зависимость  $y = f(x)$ , которая называется градуировочной характеристикой средства измерений. Процедура определения градуировочной характеристики называется *градуировкой СИ*.

*Поверка СИ* – совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснить, соответствуют ли их точностные характеристики регламентированным значениям и пригодны ли СИ к применению. В зависимости от того, на каком этапе работы средства измерений проводится поверка, различают ГОСТ 8.002-86 первичную, периодическую и внеочередную поверки СИ. *Первичная поверка* проводится при выпуске СИ в обращение из производства и ремонта. *Периодическая поверка* проводится при эксплуатации и хранения СИ через определенные межповерочные интервалы, установленные при государственных испытаниях СИ или при их метрологической аттестации. *Внеочередная поверка* выполняется при эксплуатации (хранении) СИ вне зависимости от сроков периодической поверки, когда необходимо удостовериться в исправности СИ. К внеочередной поверке может быть отнесена так называемая рабочая поверка аппаратуры для ГИС, осуществляемая непосредственно перед выездом на скважину. Поверку средств измерений выполняют с использованием образцовых СИ и в соответствии с нормативно-технической документацией, регламентирующей методику поверки [25].

*Калибровка* – установление и контроль стабильности функции преобразования измерительного канала ГИС и масштабирование выходного сигнала в единицах измеряемого параметра. Калибровка скважинных приборов должна выполняться перед каждым спуском и после каждого подъема приборов из скважины.

## 5.2 Интерпретация геофизических данных

Основной информацией, которая должна быть получена посредством обработки, и интерпретации данных ГИС является определение следующих фильтрационно-

емкостных характеристик пород: коэффициента пористости, коэффициента глинистости, коэффициента проницаемости, коэффициента нефтенасыщенности или коэффициента водонасыщенности.

Геофизические способы определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

*Пористость* – совокупность пустот (пор) между частицами ее твердой фазы в абсолютно сухом состоянии. Пористость в основном определяет содержание в породах жидкостей и газов и является одним из основных параметров, характеризующих их коллекторские свойства [11].

Коэффициентом пористости  $k_n$  породы называют отношение объема пустот  $V_{пор}$  в породе к общему ее объему  $V_n$ :

$$K_n = \frac{V_{пор}}{V_n}$$

Пористость бывает: общая, открытая и закрытая.

*Определение коэффициента пористости по данным метода ПС*

Метод ПС применяется для определения  $K_n$  в случае, когда пористость коллектора связана со степенью заполнения пор глинистым цементом. В этом случае находят корреляционную зависимость  $\alpha_{nc} = f(K_{nc})$ . Величина  $\alpha_{nc}$  – относительное изменение амплитуды ПС, нормированное на величину максимального отклонения от линии глин и рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{nc} = \frac{ЛГ - U_{nc}}{ЛГ - ЛП}$$

Здесь: ЛГ - линия глин, мВ; ЛП - линия песков, мВ;  $U_{nc}$  – отклонение кривой ПС от нулевой линии, мВ.

Корреляционные связи  $\alpha_{nc} = f(K_{nc})$  строятся для каждого продуктивного пласта.

По данным исследования керна устанавливается граничное значение  $\alpha_{nc.гран.}$ , позволяющее расчленить разрез скважины на коллекторы и неколлекторы:

если  $\alpha_{nc} \geq \alpha_{nc.гран.}$ , то пласт-коллектор;

если  $\alpha_{nc} < \alpha_{nc.гран.}$ , то пласт-неколлектор.

*Определение  $K_n$  по данным НК*

Коэффициент пористости по данным нейтронного каротажа определяется по формуле, полученной аналитическим способом:

$$\log kn, n = AJ_n + B,$$

где  $J_n$  – показания НК; А и В – постоянные, значения которых зависят от длины зонда, мощности источника нейтронов и других факторов.

Показания нейтронных методов зависят от водородосодержания ( $\omega$ ) в породе. Водородосодержание или эквивалентная влажность чистых пород, насыщенных нефтью или нефтью с водой и не содержащих связанной воды, равно общей пористости пласта. Поэтому по данным НК определяется общая пористость чистого коллектора. Глинистые коллектора содержат связанную воду, объем которой прямо пропорционален коэффициенту глинистости коллектора. Поэтому в показания НК против глинистых коллекторов вводится поправка за глинистость по формуле:

$$K_n = k_{n,n} - \Delta\omega_{2b}$$

Для определения пористости по данным НК используют зависимость двойного разностного параметра  $\Delta J_n$ , которая находится по формуле:

$$\Delta J_n = \frac{J_{п-п, \min}}{J_{п, \max} - J_{п, \min}}$$

*Определение  $k_n$  по данным АК [15]*

$K_n$  по АК находится из уравнения среднего времени:

$$\Delta T = (1 - k_n) \cdot T_{тф} + k_n T_{жф},$$

где  $\Delta T$  – время пробега упругой волны на базе зонда АК, мкс/м;  $T_{тф}$  и  $T_{жф}$  – интервальное время в твердой фазе и жидкой фазе.

$$k_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{тф}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тф}}$$

$$k_n = \frac{\Delta T - \Delta T_{тф}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{тф}} \cdot k_{зл} = \frac{\Delta T_{тв} - \Delta T_{гл}}{\Delta T_{тв} - \Delta T_{ж}}$$

*Определение  $k_n$  по данным электрического каротажа*

Для определения пористости по данным (КС, ИК, БК) вводится понятие параметра пористости или относительного сопротивления:

$$P = \frac{\rho_{ВП}}{\rho_{В}}$$

Относительное сопротивление чистого коллектора зависит только от его пористости  $K_n$ . Расчеты и экспериментальные исследования позволяют представить зависимость относительного сопротивления от пористости в виде формулы:

$$P = \frac{a}{K_n^m},$$

Которую называют формулой Арчи-Дахнова.  $a$  и  $m$  – постоянные, величины которых определяется характером пород. Для разных типов отложений  $a$  изменяется от 0.4 до 1, а  $m$  – от 1.3 (пески) до 2.3 (цементированные породы). Если нет экспериментальных данных, принимают  $m = 2$ ,  $a = 1$ , тогда

$$P = \frac{1}{K_n^2},$$

Для песчаников иногда применяют формулу Хамбла:

$$P = \frac{0,62}{K_{\Pi}^{2,15}}$$

Для нефтегазонасыщенных коллекторов

$$\frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{a}{K_{\text{в}}^n \cdot K_{\text{г}}^m}$$

*Проницаемость* – свойство пород пропускать через себя жидкости, газы и их смеси при перепаде давлений. Наибольшую проницаемость имеют пески, песчаники, наименьшую глины и аргиллиты. Проницаемость делится на: *физическую (абсолютную)*, *фазовую (эффективную)* и *относительную*.

*Физическая (абсолютная) проницаемость* соответствует проницаемости породы при фильтрации через нее однородной жидкости или газа, химически инертных по отношению к твердой фазе, и количественно оценивается коэффициентом физической проницаемости  $K_{\text{пр}}$ . В уравнении Дарси  $K_{\text{пр}}$  является коэффициентом пропорциональности между скоростью фильтрации  $V_{\text{ф}}$  однородной жидкости (газа) и градиентом давления  $\Delta p/L$ :

$$V_{\text{с}} = K_{\text{пр}} \frac{\Delta p}{\mu L} = \frac{Q}{F},$$

где  $\Delta p$  – перепад давления (Па);  $L$  – длина пористой среды (м);  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости (газа) (Па·с);  $Q$  – объемный расход жидкости (газа) в единицу времени ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) через сечение  $F$  ( $\text{м}^2$ ) пористой среды. Отсюда коэффициент проницаемости ( $\text{м}^2$ ):

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q \mu L}{F \Delta p}.$$

За единицу проницаемости значением в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$ , длиной  $1 \text{ м}$  и перепаде давления  $1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкости  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ . Физически эта единица измерения проницаемости характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация. Практической единицей измерения проницаемости является Дарси (Д), равная  $1,02^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2$ . Величина, равная  $0,001 \text{ Д}$ , называется миллидарси (мД) [10].

Основным фактором, влияющим на коэффициент проницаемости пород, является структура их порового пространства, характеризуемая формой и размером пор, извилистостью и удельной поверхностью каналов фильтрации.

В нефтегазонасыщенных породах-коллекторах одновременно присутствуют две или три фазы (нефть-вода, газ-вода, газ-нефть-вода). Способность пород, насыщенных водонефтегазовыми смесями, проводить отдельно нефть, газ, воду называют *фазовой (эффективной) проницаемостью*. Последняя характеризуется своим (для каждого

компонента  $K_{пр.в}$ ,  $K_{пр.н}$  и  $K_{пр.г}$ ) коэффициентом проницаемости согласно формуле, но при этом в формулу подставляются соответствующие значения  $Q$  и  $\mu$ .

Отношение фазовой проницаемости к физической называют *относительной проницаемостью*  $K'_{пр.в} = K_{пр.в} / K_{пр}$ ;  $K'_{пр.н} = K_{пр.н} / K_{пр}$ ;  $K'_{пр.г} = K_{пр.г} / K_{пр}$ , ее выражают безразмерной величиной в долях единицы или процентах. Фазовая и относительная проницаемость зависят от характера насыщения порового пространства породы, а также от физико-химических свойств пористых сред и компонентов, насыщающих их смесей. Если часть пор занята какой-либо фазой, то совершенно очевидно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше [10].

*Глинистость осадочных пород* – это их свойство содержать частицы с  $d_{эф} < 0,01$  мм (реже с  $d_{эф} < 0,001$  мм), т.к. частицы таких малых размеров особенно влияют на свойства осадочных пород. Глинистые частицы являются обломками глинистых минералов групп каолинита, монтмориллонита, гидрослюды (иллита), обломочных кварца, полевых шпатов, слюдистых и тяжелых минералов и содержат примеси лимонита, гематита, карбонатов, сульфатов (гипс), сульфидов (пирит, марказит) и других минералов. Размеры глинистых частиц, их адсорбционные свойства и способность к набуханию неодинаковы у различных по составу глинистых минералов.

Свойство пород содержать совокупность глинистых частиц, занимающих пространство между более крупными зернами или разделяющую их между собой, называют рассеянной глинистостью, в противоположность глинистости слоистой – свойству пород иметь в своем составе тонкие прослой глины.

Свойство пород содержать различную массу  $M_{с.гл}$  (или объем  $V_{с.гл}$ ) сухих глинистых частиц на их массу  $M_c$  (или объем  $V_c$ ) в сухом состоянии оценивается удельной массовой глинистостью  $k_{г.м} = M_{с.гл} / M_c$  (или удельной объемной  $k_{г.м} = V_{с.гл} / V_c$ ). Отсюда:

$$k_{г.м} = \frac{V_{с.гл}}{V_c} = \frac{M_{с.гл} / \delta_{с.гл}}{M_c / \delta_c} = \frac{\delta_T (1 - kn)}{\delta_{с.гл}} k_{г.м} (1 - kn),$$

где  $\delta_m$ ,  $\delta_{с.гл}$  и  $\delta_c$  – плотности соответственно твердого, сухого глинистого компонентов породы и сухой породы. Удельная массовая глинистость осадочных пород изменяется от нескольких единиц до 90 % и более [10].

Правильнее оценивать удельное объемное содержание набухающего глинистого компонента  $k_{в.гл}$  во влажной породе по формуле:

$$k_{в.гл} = \frac{V_{а.гл}}{V_{в.п}},$$

где  $V_{в.гл}$  – объем влажной (набухающей) глины в объеме  $V_{в.п}$  влажной породы.

Степень заполнения пространства между песчано-алевритовыми, карбонатными или другими зернами глинистым материалом характеризуется величиной относительной

глинистости  $\eta_{gl}$ —отношением объема  $V_{c.gl}$  сухого глинистого компонента к сумме объемов  $V_{пор}$  пор породы и  $V_{c.gl}$  сухого глинистого компонента [10].

Присутствие в породе глинистых минералов имеет большой интерес для петрофизики глинистых коллекторов по следующим причинам: глинистость существенно влияет на пористость и проницаемость. С ростом глинистости фильтрационно—емкостные свойства коллектора ухудшаются; образование пленок адсорбированной воды с аномальными физическими свойствами, ведет к возникновению аномальных физических и физико—химических свойств глинистых пород, которые необходимо учитывать при анализе материалов ГИС; содержание и минеральный состав глинистого материала главные факторы, определяющие способность породы играть роль литологического экрана нефтяной или газовой залежи.

Методы ГИС, применяемые для определения *коэффициентов нефтегазонасыщенности* горных пород:

- электрические и электромагнитные методы (Кн, Кг, Кнг);
- диэлектрический метод (Кн, Кг, Кнг);
- импульсные нейтронные методы (Кн, Кг);
- стационарные нейтронные методы (Кг).

Определение коэффициента нефтенасыщенности  $K_n$  по данным ГИС как для терригенных, так и карбонатных пластов-коллекторов чаще всего проводится по данным электрометрии следующим образом:

По величине пористости нефтенасыщенного прослоя определяется значение параметра пористости по зависимости  $P_n = f(K_n)$ , полученной по керновым данным в лаборатории физики нефтяного пласта. Далее по известному значению удельного сопротивления пластовой воды  $\rho_v$  рассчитывается удельное сопротивление прослоя  $\rho_{vp}$  при условии его 100%-ного водонасыщения:  $\rho_v = P_n \cdot \rho_n$ , где  $\rho_v$  – удельное сопротивление пластовой воды. По удельному сопротивлению нефтенасыщенного прослоя  $\rho_{nn}$  (определенному по кривым сопротивления БКЗ или БК) и по значению  $\rho_{vp}$  рассчитывается параметр насыщения этого прослоя:  $P_n = \rho_{nn} / \rho_{vp}$ .

По зависимости  $P_n = f(K_{o.g})$ , полученной в лаборатории физики нефтяного пласта, определяется коэффициент нефтенасыщенности  $K_n = 1 - K_{o.g}$  проницаемого прослоя [10].

*Определение относительной амплитуды  $\alpha_{ПС}$ .*

Относительная амплитуда ПС определяется по формуле:

$$\alpha_{ПС} = \frac{E_{ПС}^{18}}{E_{ПС}^{0n}}$$

где  $E_{ПС}^{оп}$  – значение статической амплитуды в опорном пласте. В качестве опорного пласта следует выбирать пласты чистого неглинистого песчаника. В этом случае  $E_{ПС}^{оп}$  соответствует максимальное значение  $E_{ПС}^{18}$ , полученное в результате обработки диаграммы ПС.

$E_{ПС}^{18}$  находим по формуле:

$$E_{ПС}^{18} = 69,9 \cdot l g \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{в}}$$

где,  $\rho_{\phi}$  – удельное сопротивление фильтра бурового раствора (определяется по палеткам),  $\rho_{в}$  – удельное сопротивление пластовой воды.

*Относительная амплитуда ГК или двойной разностный параметр  $\Delta J\gamma$ .*

Определяется по формуле:

$$\Delta J\gamma = \frac{J\gamma - J\gamma, min}{J\gamma, max - J\gamma min}$$

где, где  $J\gamma$  – показания ГК в изучаемом прослое;  $J\gamma, min$  – показания в опорном пласте с min значениями (чистые песчаники);  $J\gamma, max$  – показания в опорном пласте с max значениями (чистые глины).

#### Выделение коллекторов

Для выделения коллекторов используют качественные признаки и способы выделения коллекторов по количественным критериям.

Количественными критериями являются граничные значения петрофизических и геофизических параметров.

Прямыми качественными признаками являются:

- сужение ствола скважины против пласта-коллектора, отмечаемое на кавернограмме, профилеграмме или коркограмме;

- превышение показаний микропотенциал-зонда  $\rho_{к}^{МПЗ}$  над показаниями микроградиент-зонда  $\rho_{к}^{МГЗ}$ .

- наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого путем сравнения показаний разноглубинных зондов метода сопротивлений;

- изменение показаний электрических и других методов ГИС против пластов-коллекторов при проведении повторных замеров (временные исследования).

К косвенным качественным признакам относятся:

- аномалия на кривой метода ПС: отрицательные при  $\rho_{\phi} > \rho_{в}$  и положительные при  $\rho_{\phi} < \rho_{в}$ ;

- низкие показания на диаграмме гамма-метода;

- показания ядерно-магнитного метода (ЯМК) выше фоновых (ИСФ > 1-3%);

– увеличение затухание упругих продольных и поперечных волн на диаграммах акустического метода.

Выделение коллекторов по количественным критериям основано на следующих представлениях:

а) в конкретных разрезах породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов величинами пористости, проницаемости, глинистости и связанными с ними значениями геофизических параметров.

б) Для изучаемого разреза существуют граничные значения (или узкий диапазон значений) указанных параметров, которые делят породы на коллекторы и неколлекторы [9].

6 Акустические методы при решении геолого-геофизических и технических задач в глубоких скважинах

В карбонатных разрезах для литологического расчленения, выделения сложнопостроенных пластов-коллекторов, выявления трещинных, кавернозных, трещинно-кавернозных зон, тонкослоистых пропластков и желобов, определения профилей сечения скважин, выявления элементов залегания пластов с их азимутальной привязкой в пространстве применяется в основном акустические исследования.

Наличие локальных дефектов – сквозных трещин и отверстий в обсадных колоннах нефтегазовых скважин выше продуктивных интервалов может служить причиной возникновения межколонных давлений, скопления углеводородов за колоннами и заколонных перетоков флюидов. При вторичном вскрытии продуктивных пластов стоит задача не только определить местоположение интервала перфорации, но и оценить качество проделанных работ – определение количества отверстий, линейных размеров выработок, включая также их глубину.

Для решения этих важных геологических и технических задач чаще всего используются акустические методы, поэтому *актуальность* их изучения очевидна.

### 6.1 Метод скважинного акустического телевидения

Эффективным способом контроля технического состояния внутренней поверхности обсадных колонн является метод скважинного акустического телевидения, реализованный в отечественной аппаратуре АРКЦТ и САТ производства НПФ “Геофизика”. Разработанная технология исследования технического состояния обсадных

колонн, основанная на регистрации амплитудных и временных характеристик отраженного сигнала, при соответствующих скважинных условиях позволяет выявлять внутреннюю коррозию, муфтовые соединения с ослабленной резьбой, интервалы перфорации. Имеется также возможность определить количество и расположение перфорационных отверстий и таким образом оценивать качество перфорации.

Использование аппаратуры САТ-4М и соответствующего программно-методического обеспечения регистрации и обработки данных позволяет при технической диагностике эксплуатационных обсадных колонн получать следующие результаты: выявлять дефекты диаметром от 4,0 мм и более; идентифицировать дефекты как сквозные отверстия диаметром от 8 мм и более; оценивать глубину повреждений размером 12 мм и выше с точностью до 0,2 мм [22-24].

В условиях роста объемов и усложнения геологоразведочных работ возрастает потребность в современной высокотехнологической геофизической аппаратуре. Такой аппаратурой является скважинный акустический сканер (имиджер) высокого разрешения САС-90, работающий на высокочастотных отраженных волнах. Он является дальнейшим техническим развитием серийных акустических телевизоров САТ-1, САТ-2, САТ-4М, САС-60.

Аппаратура САС-90 обладает новыми расширенными функциональными возможностями, поскольку в ней использована современная элементная база электроники и новое программно-методическое обеспечение.

Технические характеристики акустического сканера САС-90 представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики САС-90

Диаметр исследуемых скважин, мм	110-300
Точность измерения внутреннего, мм	±0,7
Количество точек измерения за один оборот датчика	500
Частота излучения датчика, кГц	500
Объем внутренней памяти	4 Гб
Скорость вращения датчика	8 об/сек
Точность измерения азимута, град	±3
Максимальная рабочая температура, С°	120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Диаметр прибора, мм	90
Длина прибора, мм	4000
Масса скважинного прибора, кг, не более	70

Основной частью акустического сканера является вращающийся ультразвуковой датчик. Частота излучения ультразвуковых импульсов составляет 500 кГц. Ультразвуковые волны, отражаясь от стенки скважины, принимаются тем же датчиком. Датчик вращается со скоростью 6 или 8 об/с (задается оператором) и выполняет 500 измерений за каждый оборот, что обеспечивает высокое разрешение. Например, в обсадной колонне диаметром 168 мм с толщиной стенки 8 мм дискретность измерений составит 1 мм. Такое разрешение обеспечивает точное изображение внутренней стенки скважины. Разрешающая способность по вертикали определяется скоростью протяжки прибора в скважине. Чем меньше скорость, тем больше степень разрешения. Оптимальная скорость составляет 100 м/ч. Скорость вращения датчика выбирается в зависимости от диаметра скважины с помощью программы регистрации. В скважинах диаметром более 200 мм рекомендуется задавать скорость вращения 6 об/с.

Результатами измерений являются амплитуда затухания акустической волны на стенке скважины и время прихода волны, отраженной от стенки. Амплитуда отраженной волны определяется акустическим волновым сопротивлением стенки скважины (акустический импеданс) и коэффициентом поглощения ультразвуковой волны в скважинной жидкости. Измеренное время прихода ультразвуковой волны с момента формирования импульса излучения до момента прихода обратно, после отражения от внутренней стенки скважины, позволяет вычислить ее внутренний профиль. Стоит отметить, что время прихода отраженных ультразвуковых волн существенно зависит от температуры, давления и плотности скважинной жидкости.

Для учета этих влияний аппаратура САС-90 оснащена встроенным датчиком измерения скорости ультразвука в жидкости, который размещен на внешней части корпуса прибора. Используя вычисленное значение скорости ультразвука в жидкости, возможно построение внутреннего профиля скважины с точностью  $\pm 1,5$  мм.

Внутри акустического сканера располагается встроенный модуль непрерывного инклинометра для измерения азимута, зенитного угла и угла ориентации корпуса прибора. Значения этих углов позволяют привести видеоизображение внутренней стенки скважины к северному меридиану. Для привязки к разрезу скважины используется канал гамма-каротажа, измеряющий естественное гамма-излучение.

Для передачи цифровых данных в наземной регистратор применена адаптивная телеметрия, которая производит настройку скорости передачи данных по любому типу каротажного кабеля. На практике иногда из-за недостаточной пропускной способности каротажного кабеля часть полученных данных может теряться. Для исключения потерь акустического видеосканера все полученные данные в процессе каротажа за каждый

оборот датчика записываются во встроенную энергонезависимую Flash-память скважинного прибора, что также повышает разрешающую способность и надежность аппаратуры.

## 6.2 Ограничения метода видеокаротажа на отраженных волнах

Любой геофизический метод имеет свои ограничения в применении. Не является исключением и метод акустического видеокаротажа на отраженных волнах. Одним из таких ограничений является состав скважинной жидкости, которая не должна содержать шлама, мелкодисперсных присадок типа барита, механических частиц и пузырьков газа. Плотность скважинной жидкости должна быть не более  $1,2 \text{ г/см}^3$ . Угол наклона скважины не должен превышать  $28^\circ$ . Превышение предельного значения угла наклона скважины может привести к расцентровке, то есть к отклонению оси прибора от оси скважины. Расцентровка приводит к появлению на визуализируемых развертках амплитудного и временного каналов стенок скважины вертикальных полос более темного цвета, что ухудшает качество материала. Расцентровка также может быть связана с техническим состоянием применяемых центраторов рессорного типа.

## 6.3 Использование САС-90 для решения технических задач

Для оценки разрешающей способности САС-90 были проведены исследования в контрольно-поверочной скважине, пробуренной на территории ОАО «Когалымнефтегеофизика».

Конструкция контрольно-поверочной скважины телескопическая и состоит из колонн с внешними диаметрами 102, 146, 168, 178, 245 мм. На рисунках 21, 22 приведены фрагменты результатов исследований в колонне диаметром 168 мм с толщиной стенки 8 мм. В колонне сделаны имитаторы дефектов. Были просверлены сквозные круглые отверстия диаметром 6, 10, 20, 30, 50 мм, а также прорезаны газосваркой прямоугольные щели размером 50x10, 60x20, 80x30, 100x40, 150x60, 100x300 мм. Отверстия и прямоугольные щели в колонне заварены с наружной стороны стальными листами.

На рисунке 21 приведена диаграмма в интервале, где просверлены круглые отверстия (на всех диаграммах приведенные глубины условны).

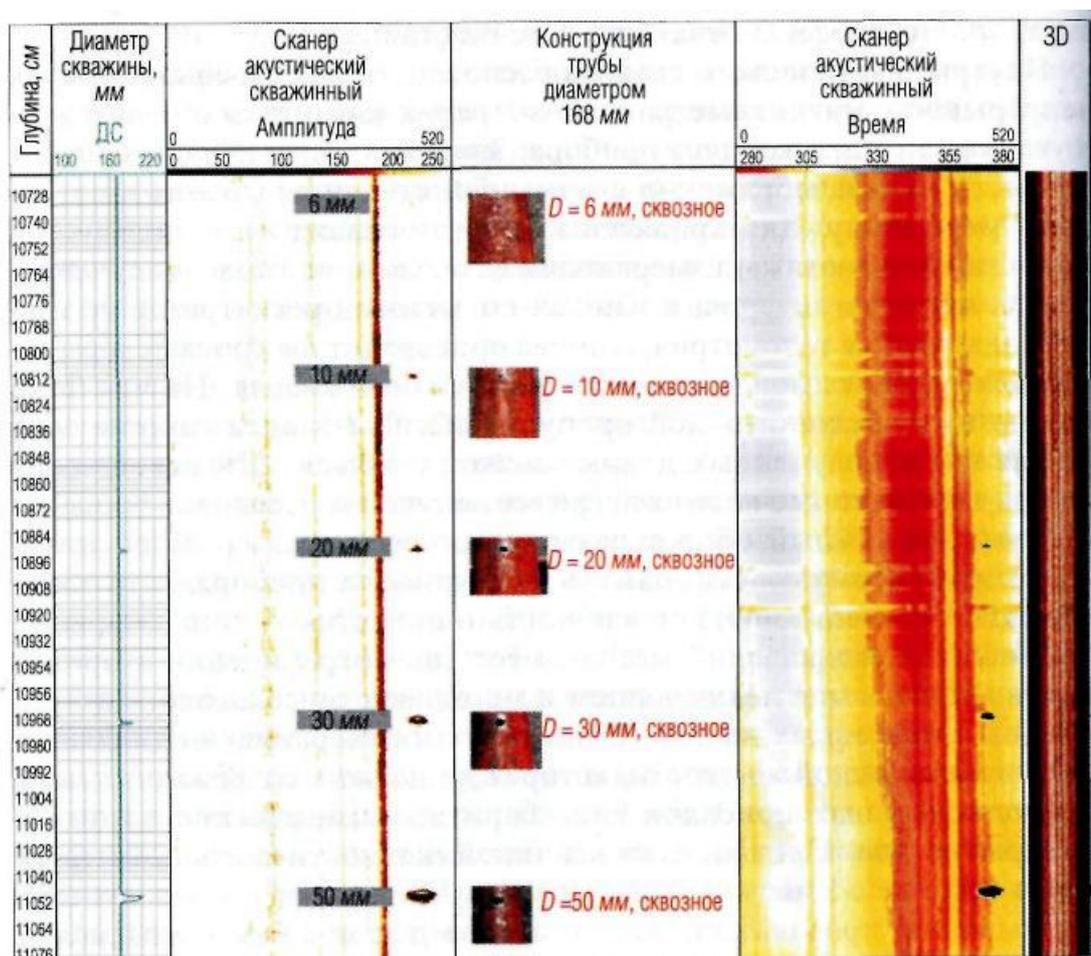


Рисунок 21 – Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в колонне скважины в интервале искусственно созданных дефектов (круглые отверстия) [20]

На диаграмме видно, что отверстие диаметром 6 мм не выявляется (это может быть связано с нелинейной скоростью перемещения прибора). Отверстие диаметром 10 мм уверенно выделяется на амплитудном канале. Отверстия диаметром 20, 30 и 50 мм также уверенно выделяются на обеих регистрируемых аппаратурой каналах записи. На рисунке 22 приведена диаграмма в интервале прямоугольных имитаторов дефектов.

Прямоугольные дефекты всех размеров уверенно определяются как на амплитудном, так и на временном каналах. Хорошо видна геометрическая форма дефектов. Используя программно-методические обеспечение, можно рассчитать геометрические размеры дефектов. Для более наглядного представления возможно построение трехмерного изображения (рис. 23).

Аппаратура САС-90 является эффективным средством для выявления зон перфорации. В качестве примера на рисунке 24 приведены результаты исследований в зоне сверлящей перфорации. Перфорация была выполнена аппаратурой ПС-112. Перфорационные отверстия отчетливо видны и на амплитудном, и на временном каналах в виде горизонтальных черточек

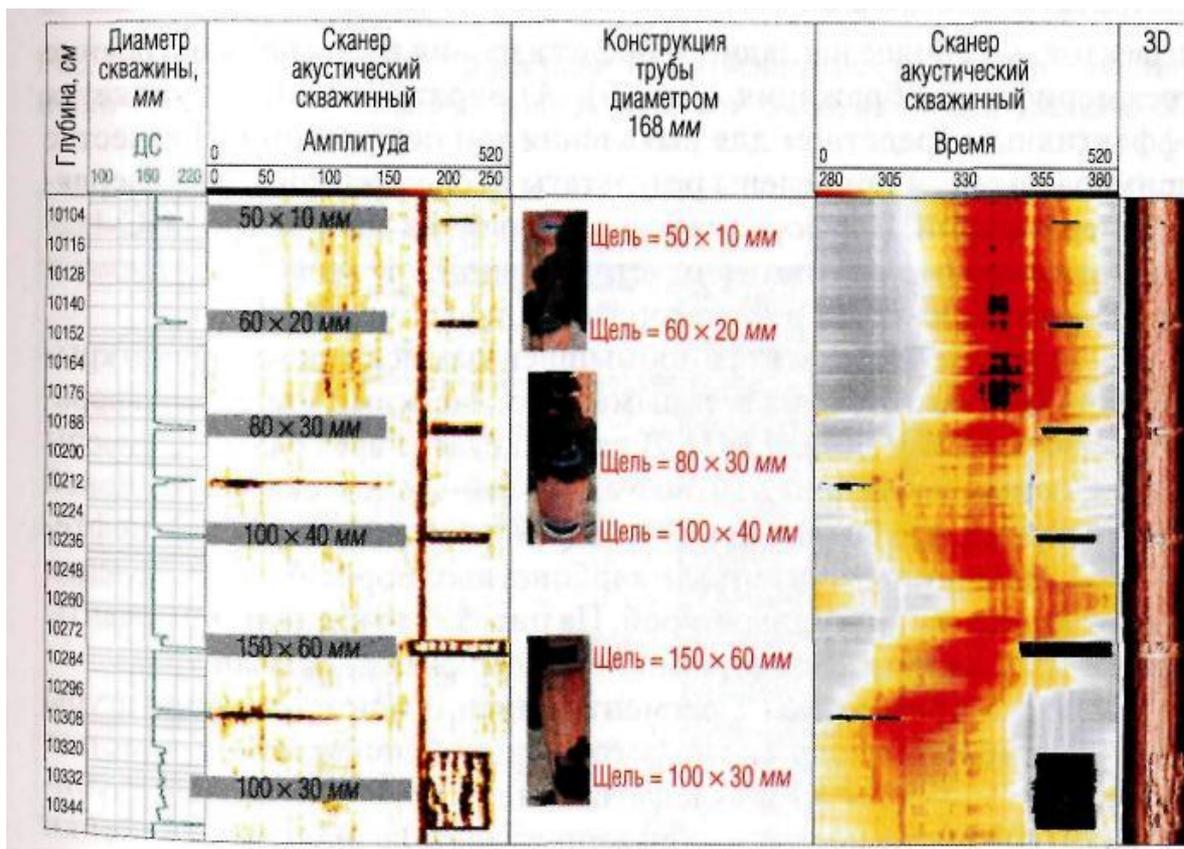


Рисунок 22 – Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в интервале искусственно созданных прямоугольных дефектов [20]



Рисунок 23 – 3D-изображение прямоугольных дефектов, полученное с помощью аппаратуры САС-90 [20]

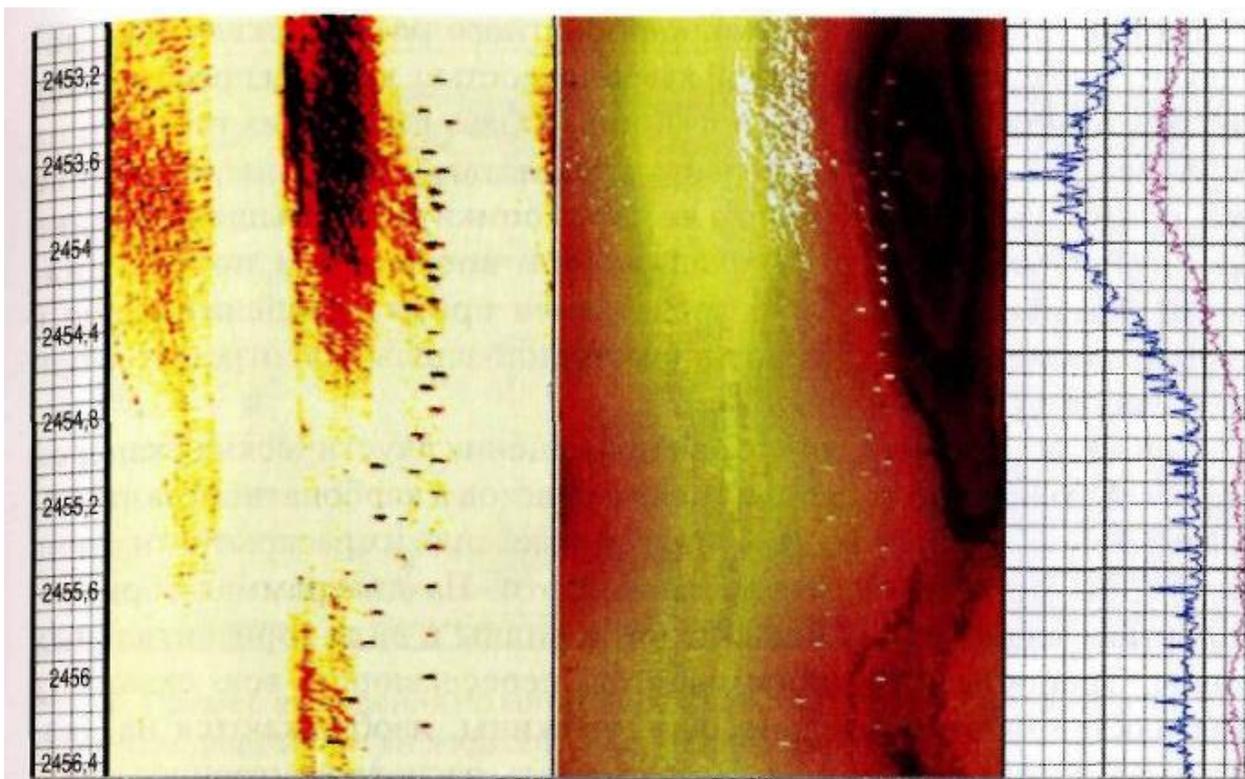


Рисунок 24 – Пример сверлящей перфорации, визуализируемой на одной из скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с помощью аппаратуры САС-90 [20]

#### 6.4 Использование САС-90 для решения геологических задач

Далее приводятся примеры расширенных возможностей визуализации стенок скважины новой аппаратурой САС-90. На одной из скважин Волго-Уральской нефтегазовой провинции в интервале карбонатных пород был произведен видеокоротаж данной аппаратурой. На рисунке 24-26 приведены фрагменты записи этой аппаратурой в различных интервалах скважины.

На рисунке 25 представлен фрагмент записи с помощью аппаратуры САС-90 в карбонатном разрезе, осложненном слоистой глинистостью (интервал 1017-1027 м) и сульфатизацией (1038-1042 м). На глубине 1033-1035 м овальное изображение, визуализируемое на стенке скважины, является, скорее всего, каким-то ископаемым организмом (окаменелостью).

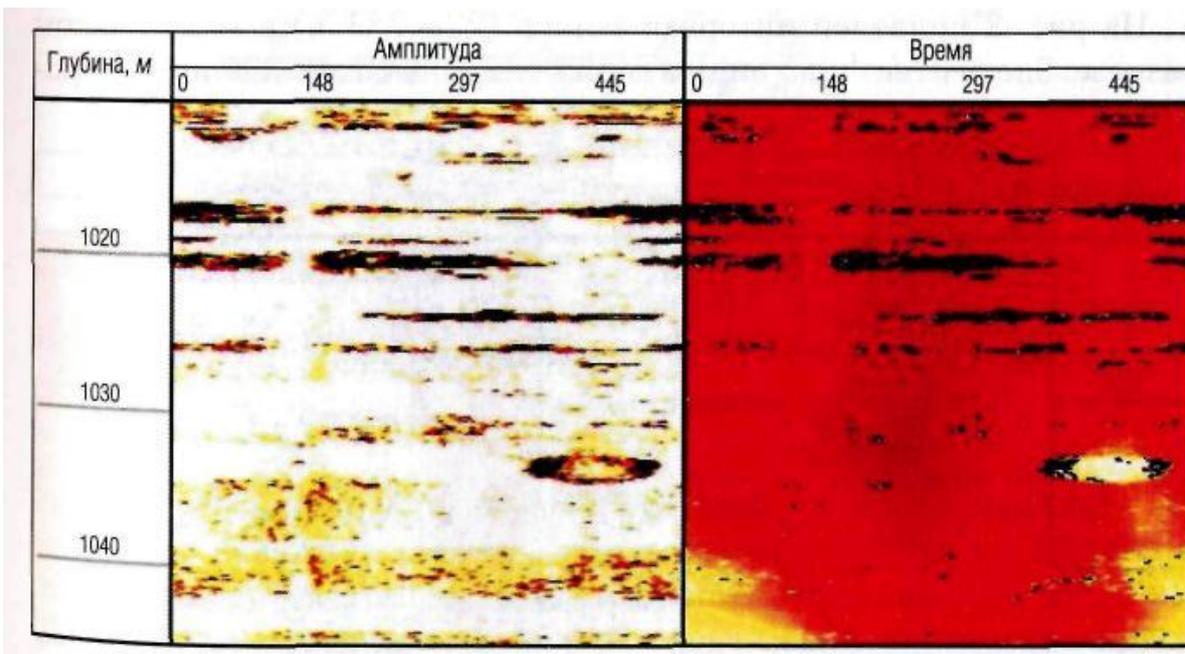


Рисунок 25 – Пример записи с помощью аппаратуры САС-90 в открытом стволе скважины (глубины условные) [20]

На рисунке 26 показан интервал карбонатного разреза скважины, локально осложненной вторичной кавернозностью, которая представляет собой каверны выщелачивания. Данный факт следует из того, что на глубине 1328-1330 м визуализируется остатки трещины, обросшие кавернами, тогда как основная ее часть сомкнулась. Выщелачивание вдоль палеотрещины происходило при восходящем потоке жидкости.

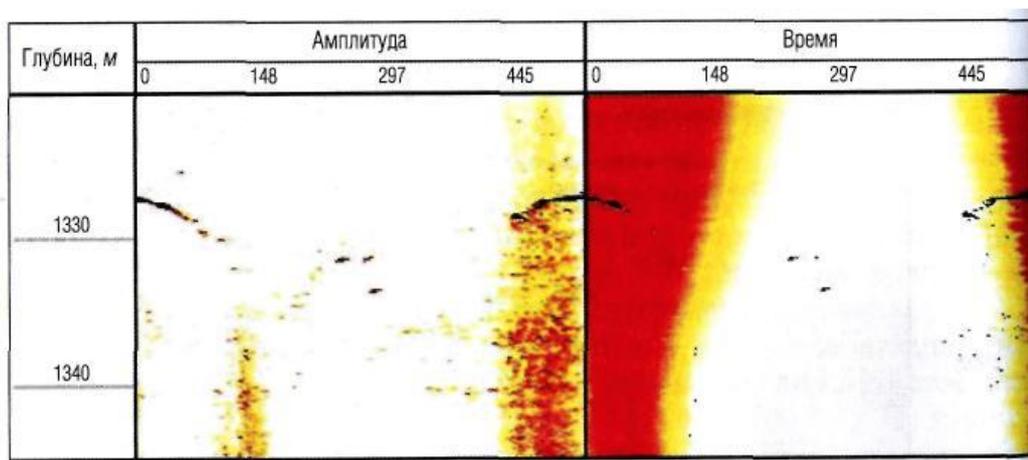


Рисунок 26 – Визуализация по материалам САС-90 процессов выщелачивания в карбонатном разрезе при восходящем потоке жидкости [20]

На рисунке 27, наоборот, представлен пример выщелачивания в карбонатном разрезе, которое происходило вдоль палеотрещины при нисходящем потоке жидкости.

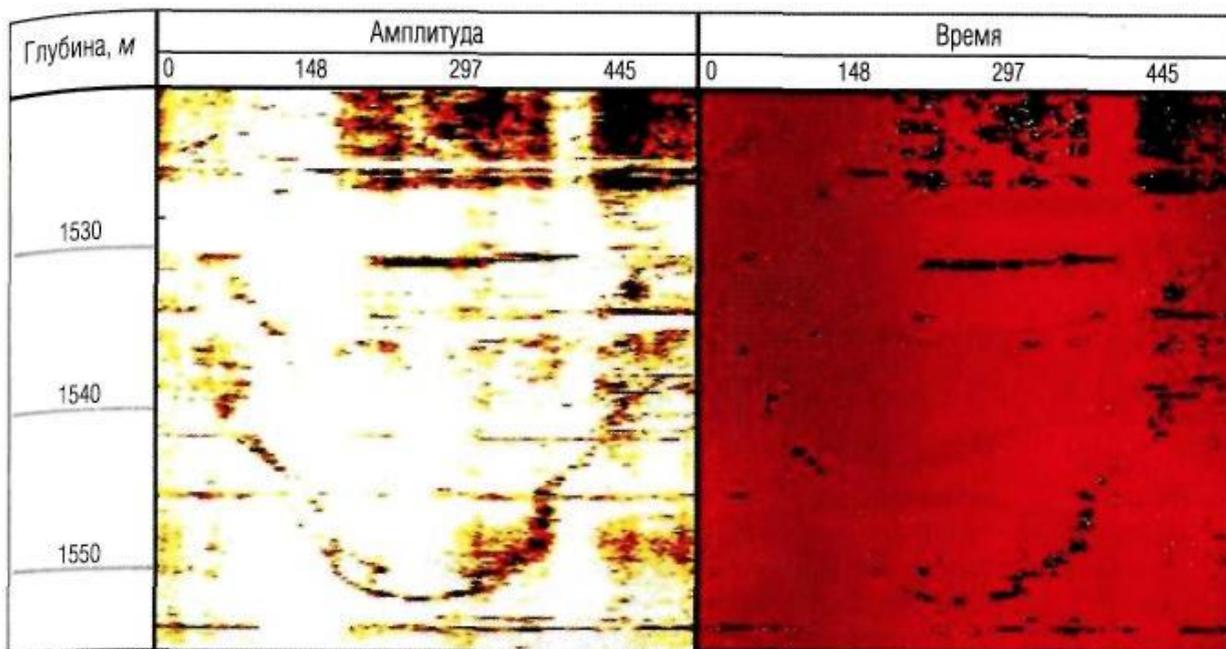


Рисунок 27 – Пример выявления по материалам САС-90 процессов выщелачивания при нисходящем потоке жидкости в карбонатном разрезе [20]

Одной из приоритетных задач применения акустических сканеров является выявление трещин и границ пластов в карбонатных разрезах. Выявление естественных трещин и определение их раскрытости очень важно для потенциальной добычи нефти. На диаграммах горизонтальные трещины и границы пластов видны в виде горизонтальных полос. Трещины и границы пластов, пересекающие всю скважину под наклоном относительно ос скважины, изображаются на диаграммах в виде синусоиды. Возможность расчета внутреннего диаметра скважины, а также наличие данных встроенного инклинометра позволяют рассчитать угол падения и азимутальную направленность трещин, пластов и полостей выщелачивания.

На рисунке 28 приведен интервал записи (278-283 м) в карбонатном разрезе. Здесь отчетливо видны горизонтальные тонкослоистые пропластки и одиночная залеченная трещина, которая пересекает под наклоном скважину. Для каждой трещины в программе обработки рассчитываются угол падения и направление падения трещины. Для данной трещины угол падения равен 80 град, азимут падения 273 град.

На рисунке 29 приведена диаграмма, на которой в интервале записи (286-298 м) расположены открытые кавернозные трещины.

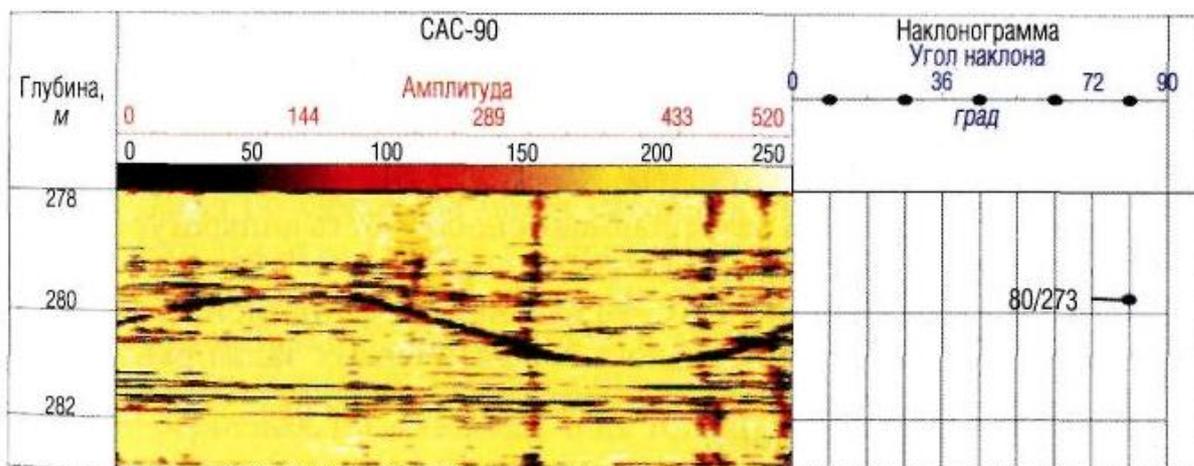


Рисунок 28 – Пример выделения залеченной трещины [20]

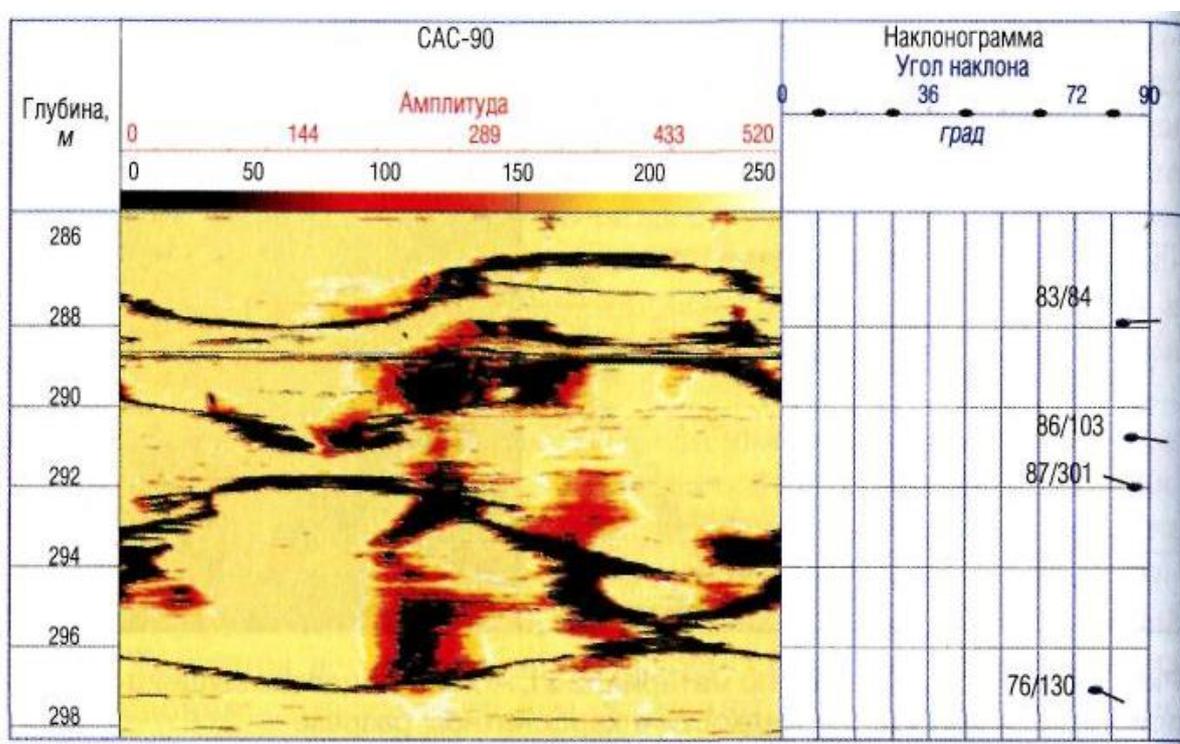


Рисунок 29 – Пример выделения открытых трещин [20]

Благодаря проведенным исследованиям в контрольно-поверочной скважине определена разрешающая способность аппаратуры SAC-90 при различных диаметрах скважины, также при испытании аппаратуры SAC-90 выявили ее функциональные возможности для решения геолого-геофизических задач различного типа. Данная аппаратура предлагается к широкому внедрению в отечественной геофизике.

## 6.5 Ультразвуковой имиджер UltraSonic Imager USI компании Schlumberger

В зарубежной практике используется зарубежный аналог ультразвуковой имиджер UltraSonic Imager USI компании Schlumberger (рис. 30). В данной аппаратуре применен вращающийся излучатель, испускающий ультразвуковые волны перпендикулярно стенке обсадной колонны в широком диапазоне частот, которые можно изменять от 250 до 700 кГц. Целью является достижение резонанса колонны на частоте, зависящей от толщины стенки колонны, и с затуханием амплитуды, зависящим от акустических импедансов среды по обе стороны обсадной колонны. Затем по акустическому импедансу среды определяют ее агрегатное состояние (газ, жидкость или твердый цемент) согласно граничным значениям импеданса для этих материалов.

Ультразвуковые приборы для построения изображений, основанные на эхо-импульсном принципе, не могут использоваться для измерений в присутствии буровых растворов, сильно подавляющих сигнал, поскольку в этом отношении сигнала к шуму очень низкое. Диапазон радиальных измерений ограничен областью цементирования в непосредственной близости от обсадной колонны.

Из-за сильного контраста акустического импеданса между сталью трубы и окружающим материалом сигнал так быстро затухает, что эхо-сигнал, возникающий из-за этих контрастов снаружи колонны, практически не обнаруживается, если только он не приходит от хорошо отражающих поверхностей рядом с колонной.

Кроме того, эхо-импульсный метод плохо различает буровой раствор и облегченный или загрязненный буровым раствором цемент с почти одинаковым акустическим импедансом. Чтобы это стало возможным, разница между акустическими импедансами бурового раствора и цемента даже при благоприятных условиях должна превышать  $0,5 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{см}^3$ .

Для решения данной проблемы компания Schlumberger разработала методику измерений, легшую в основу системы оценки качества цементирования Isolation Scanner (рис. 31), объединяющую классический эхо-импульсный метод и ультразвуковую визуализацию, что обеспечивает получение более качественного представления о заполнении кольцевого пространства, в том числе и по отражениям от границы между цементом и пластом [21].

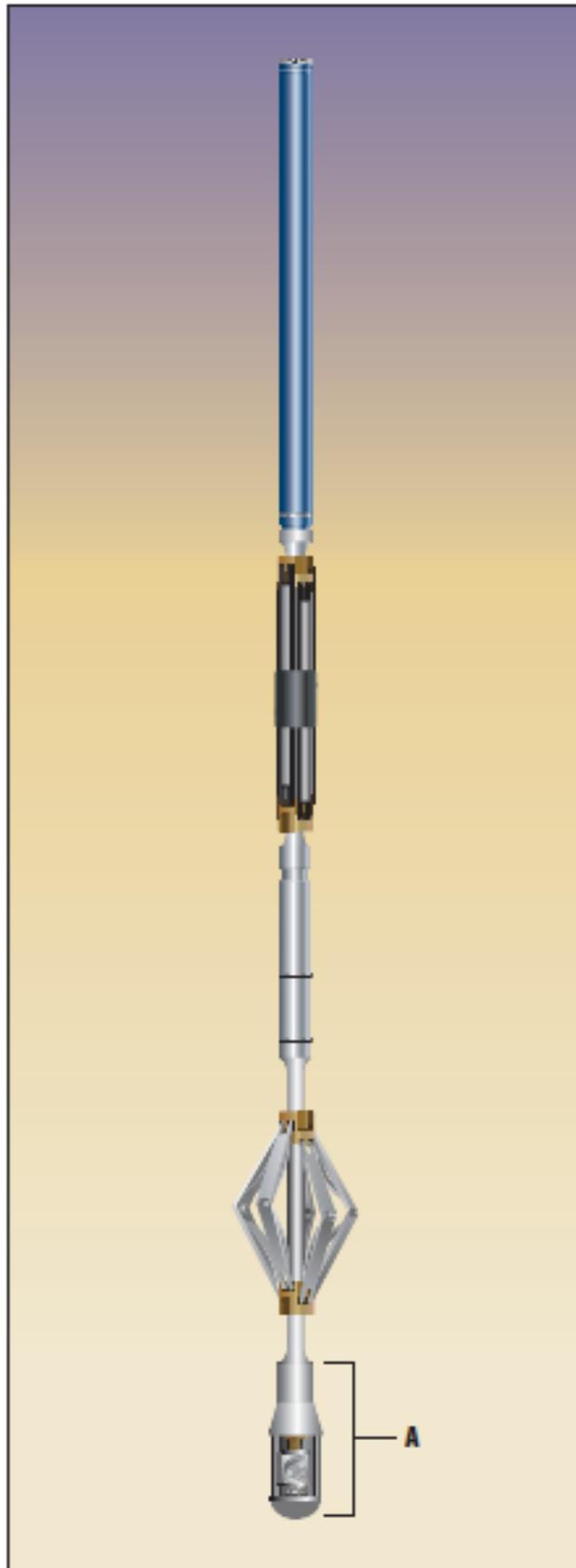


Рисунок 30 – прибор USI [21]

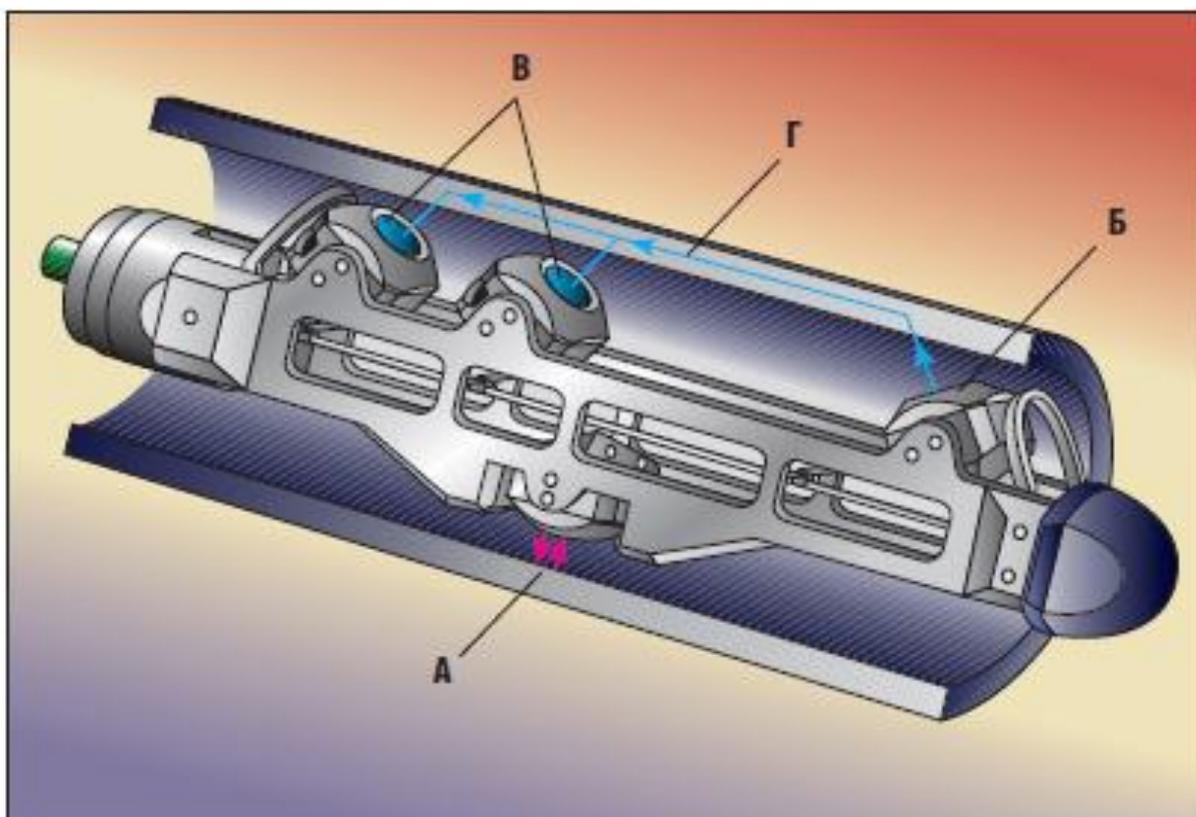


Рисунок 31 – Вращающийся модуль прибора Isolation Scanner. А – акустический излучатель-приемник, Б – излучатель, В – приемники, Г – изгибные колебания [21]

Направленный под прямым углом преобразователь для генерирования импульса и приема эхо-сигнала (излучатель-приемник) расположен на одной стороне прибора. Остальные три преобразователя размещены на противоположной стороне и направлены под углом. Один из них (излучатель) испускает высокочастотный (250 кГц) импульсный пучок, создающий изгибные колебания в обсадной колонне.

По мере распространения они генерируют акустические волны, которые проходят в кольцевое пространство, отражаются от границ, создающих контраст акустического импеданса (например, от границы между цементом и пластом), и возвращаются через обсадную колонну преимущественно в виде изгибных колебаний, отдавая свою энергию жидкости, заполняющей обсадную колонну. Оптимальная регистрация этих сигналов обеспечивается специальной расстановкой двух излучателей-приемников (рис. 32).

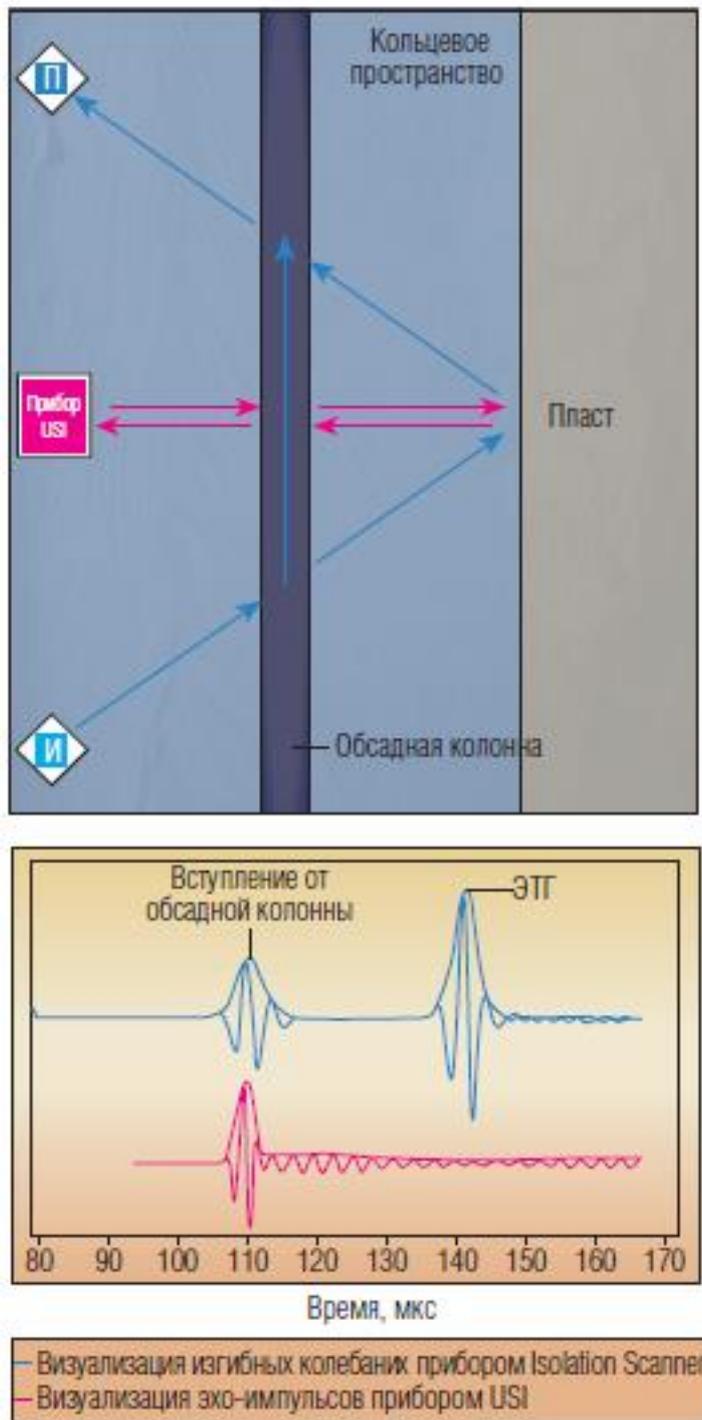


Рисунок 32 – Геометрическая интерпретация измерений USI и визуализации данных с помощью прибора Isolation Scanner [21]

На рисунке 32 показана геометрическая интерпретация путей распространения сигнала при эхо-импульсных измерениях (красные стрелки вверх на рисунке) и сигнала от излучателя (И) до приемника (П) в измерениях изгибных волн с помощью разделяюще-совмещенных преобразователей (синие стрелки вверх на рисунке). Типичная форма волны в последнем измерении включает ранний эхо-импульс от обсадной колонны,

называемый вступлением, и эхо-импульсы от третьей границы (ЭТГ) (синяя кривая внизу рисунка). Затухание амплитуды вступления от обсадной колонны дополняет данные эхо-импульсных измерений (красная кривая внизу на рисунке) для однозначной дифференциации жидкости и твердого материала за обсадной колонной. Свойства ЭТГ лучше описывают условия обсаженной скважины, доставляя информацию об акустических свойствах материала, заполняющего кольцевое пространство, о положении обсадной колонны и скважине и ее геометрической форме.

Эта новая методика называется технологией раздельно-совмещенных преобразователей ("pitch-catch"). Обработка результирующих сигналов дает информацию о характере материала, заполняющего кольцевое пространство, акустическую скорости в нем, положении обсадной колонны в стволе и его геометрической форме.

Первой целью обработки данных прибора Isolation Scanner является надежная идентификация материала непосредственно за обсадной колонной. Входные параметры этой последовательности обработки включают акустический импеданс цемента, определенный эхо-импульсными измерениями, и затухание изгибных колебаний, рассчитанное по амплитуде вступлений от обсадной колонны на наклоненных приемниках.

Эти два входных параметра измеряются независимо. Они связаны со свойствами жидкостей внутри обсадной колонны и в кольцевом пространстве через допускающее инверсию соотношение. Сначала параметры объединяются, чтобы исключить влияние внутренней жидкости, устраняя, таким образом, необходимость в специальном аппаратном обеспечении для измерений свойств жидкости прибором USI.

Результатом измерений прибором Isolation Scanner является карта твердого материала, жидкости и газа (ТЖГ), показывающая самую вероятную фазу за обсадной колонной. Эта фаза определяется на совместной диаграмме затухания и акустического импеданса по каждому азимуту двумя измерениями, скорректированными с учетом влияния внутренней жидкости и ограничивающими область, занимаемую каждой фазой (рис. 33).

Второй целью обработки данных, наряду с оценкой материала за обсадной колонной, является извлечение нужной информации и эхо-сигнала (или эхо-сигналов) от границы между кольцевым пространством и пластом и последующее описание заколонного пространства от обсадной колонны до пласта.

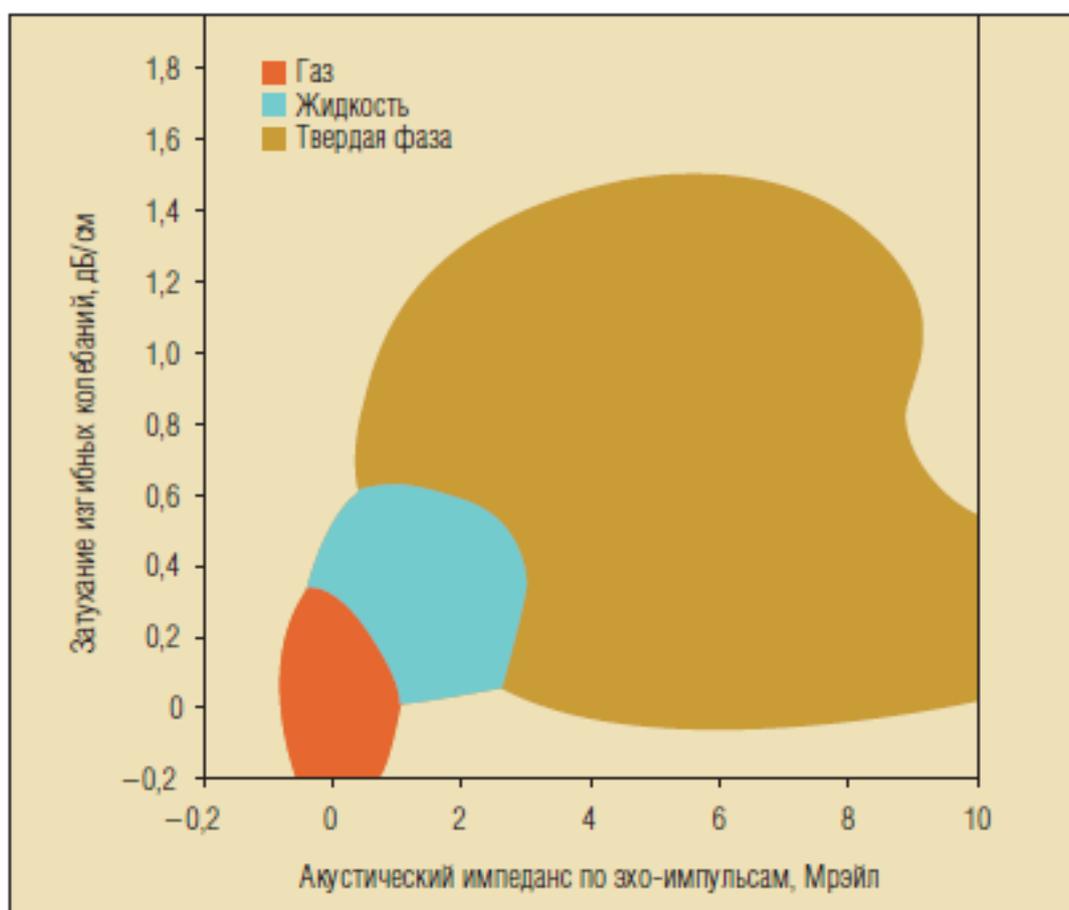


Рисунок 33 – Карта ТЖК на плоскости измерений для цемента класса G [21]

Второй целью обработки данных, наряду с оценкой материала за обсадной колонной, является извлечение нужной информации и эхо-сигнала (или эхо-сигналов) от границы между кольцевым пространством и пластом и последующее описание заколонного пространства от обсадной колонны до пласта.

## 6.6 Выводы

При сравнении акустических сканеров для решения геолого-геофизических и технологических задач установлено, что рассмотренные приборы соответствуют современным стандартам и показывают высокие практические результаты.

Стоит отметить, что отечественный имиджер САС-90 по техническим параметрам и качеству регистрируемой информации не уступает зарубежным аналогам, таким как Ultra Sonic Imager USI и Isolation Scanner, а значит, может иметь широкое применение, как для скважин находящихся в разработке, так и для находящихся в эксплуатации.

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 Организационно-экономический раздел

Выполнение работ по проекту проводится на денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту силу закона.

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партией, входящей в состав ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» на Фестивальном месторождении Томской области.

### 7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от [26]:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Выбор и объемы проектируемых работ по проекту показаны в таблице 15. Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании. Проектный забой скважин – 3250 м, работы по проекту по одной скважине.

В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

Таблица 15 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины).

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся	
			В интервале, м	
			от	до
1	Стандартный каротаж	1 : 500	0	771
	ПС	1 : 500	0	771
	ГК и НГК	1 : 500	0	771
	Кавернометрия	1 : 500	0	771
2	Стандартный каротаж	1 : 500	771	3050
	ПС	1 : 500	771	3050
	БК	1 : 200	771	3050
	БКЗ	1 : 200	771	3050
	ИК	1 : 200	771	3050
	ГК и НГК	1 : 500	771	3050
	АК	1 : 200	771	3050
	Кавернометрия	1 : 200	771	3050
	Микрозондирование	1 : 200	771	3050
	Газовый каротаж	1 : 500	771	3050
	3	Стандартный каротаж	1 : 500	3050
ПС		1 : 500	3050	3250
БК		1 : 200	3050	3250
БКЗ		1 : 200	3050	3250
ИК		1 : 200	3050	3250
ГК и НГК		1 : 500	3050	3250
МБК		1 : 200	3050	3250
АК		1 : 200	3050	3250
Кавернометрия		1 : 200	3050	3250
Микрозондирование		1 : 200	3050	3250
Газовый каротаж		1 : 500	3050	3250
4		Термометрия	1 : 200	0
	АКЦ	1 : 200	0	3250
	Инклинометрия	1 : 200	0	3250

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех дежурство - 12 ч.

Интерпретация - 50% от стоимости полевых работ.

### 7.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

#### 7.3.1 Расчёт затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 16).

Таблица 16 – Расчет затрат времени

№	Вид исследований	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем чел-час
		Ед. изм	Кол-во			
1	Стандартный каротаж	М	2279	3	Мин/100 м	68,4
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	39	Мин/опер	39
3	ПС	М	2279	3	Мин/100 м	68,4
4	Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	39	Мин/опер	39
5	БК	М	2279	3,3	Мин/100 м	75,2
6	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	Мин/опер	39
7	БКЗ	М	2279	3	Мин/100 м	68,4
8	Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	39	Мин/опер	39
9	ИК	М	2279	4,1	Мин/100 м	93,4
10	Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	39	Мин/опер	39
11	ГК и НГК	М	2279	10,2	Мин/100 м	232,5
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	Опер	1	87,5	Мин/опер	87,5
13	МБК	М	2279	3,3	Мин/100 м	75,2
14	Вспомогательные работы при МБК	Опер	1	39	Мин/опер	39
15	АК	М	2279	10,8	Мин/100 м	246,1
16	Вспомогательные работы при АК	Опер	1	54	Мин/опер	54
17	Кавернометрия	М	2279	3,7	Мин/100 м	84,3
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	49	Мин/опер	49
19	Микрозондирование	М	2279	3,3	Мин/100 м	75,2
20	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	39	Мин/опер	39
21	Газовый каротаж	М	2279	3,3	Мин/100 м	75,2
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	Опер	1	39	Мин/опер	39
23	Термометрия	М	2279	1,18	Мин/100 м	26,9
24	Вспомогательные работы при термометрии	Опер	1	54	Мин/опер	54
25	АКЦ	М	2279	10,8	Мин/100 м	245,1
26	Вспомогательные работы при АКЦ	Опер	1	54	Мин/опер	54
27	Инклинометрия	Тчк	2279	1,4	Мин/100 м	31,9
28	Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	17	Мин/опер	17
29	Проезд	Км	82	1,9	Мин/км (дор. 2 кат.)	155,8
30	Тех дежурство	Парт-ч	12	60	Мин/парт-ч	720
На запись диаграм: чел-час.						2148,9
Всего: чел-час						3024,7

### 7.3.2 Расчёт затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 17) [27].

Таблица 17 – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
		Ед. изм.	Кол-во	Рабочие			ИТР		
				Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени и на объём, чел-час	Норма времени и по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час.
1	Стандартный каротаж	М	2279	0,18	чел.час/100м	4,1	0,12	чел.час / 100м	2,7
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	0,15	чел/час	0,15
3	ПС	М	2279	0,18	чел/час 100м	4,1	0,12	чел.час / 100м	2,7
4	Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	0,15	чел/час	0,15
5	БК	М	2279	0,2	чел/час 100м	4,6	0,13	чел.час / 100м	2,9
6	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,3	чел/час	2,3	1,56	чел/час	1,56
7	БКЗ	М	2279	0,18	чел/час 100м	4,1	0,12	чел.час / 100м	2,73
8	Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	2,34
9	ИК	М	2279	0,25	чел/час 100м	5,7	0,16	чел.час / 100м	3,6
10	Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	2,34	чел/час	5,94	1,56	чел/час	1,56
11	ГК и НГК	М	2279	3,9	чел/час 100м	88,9	0,41	чел.час / 100м	9,34
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	Опер	1	3,45	чел/час	3,45	3,5	чел/час	3,5
13	МБК	М	2279	0,2	чел/час 100м	4,6	0,13	чел.час / 100м	2,9
14	Вспомогательные работы при МБК	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	1,56	чел/час	1,56

Продолжение таблицы 17

15	АК	М	2279	0,65	чел/час 100м	14,8	0,43	чел.час / 100м	9,79
16	Вспомогательные работы при АК	Опер	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	2,16
17	Кавернометрия	М	2279	0,22	чел/час 100м	5,01	0,15	чел.час / 100м	3,4
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	2,94	чел/час	2,94	0,3	чел/час	2,94
19	Микрозондирование	М	2279	0,2	чел/час 100м	4,6	0,12	чел.час / 100м	2,7
20	Вспомогательные работы при микрозондировании	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	0,56	чел/час	0,56
21	Газовый каротаж	М	2279	0,2	чел/час 100м	4,6	0,3	чел.час / 100м	6,8
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	Опер	1	2,34	чел/час	2,34	0,56	чел/час	2,34
23	Термометрия	М	2279	2,06	чел/час 100м	46,9	1,37	чел.час / 100м	31,2
24	Вспомогательные работы при термометрии	Опер	1	4,08	чел/час	4,08	2,72	чел/час	2,72
25	АКЦ	М	2279	0,65	чел/час 100м	14,6	0,24	чел.час / 100м	5,46
26	Вспомогательные работы при АКЦ	Опер	1	3,24	чел/час	3,24	2,16	чел/час	2,16
27	Инклинометрия	Тчк	2279	0,084	чел/час 100м	1,9	0,056	чел.час / 100м	1,3
28	Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	1,02	чел/час	1,02	0,68	чел/час	0,68
29	Проезд	Км	82	0,114	Чел. час км	9,3	0,08	Чел. час км	6,56
30	Тех дежурство	парт-ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	чел час/пар т ч	28,8
На запись диаграм: чел-час.						248,76			111,9
Всего: чел-час.						301,26			147,26

### 7.3.3 Расчёт затрат основных средств

Расчёт затрат материалов и оборудования производим для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Расчёт затрат материалов для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин приведён в таблице 18.

Таблица 18 – Материалы

№	Наименование материала	Ед. изм.	Норматив.колич. на партию в месяц	Итого на 7 месяцев
1	2	3	4	5
1	Бумага для множительных аппаратов	рул	5	35
2	Бумага для принтеров	упак	0,5	3,5
3	Бумага наждачная		кв. м	7
4	Веник-сорго	шт	2	14
5	Ветошь обтирочная	кг	2	14
6	Вилка электрическая бытовая	шт	4	28
7	Выключатель	шт	1	7
8	Гвозди	кг	0,2	1,4
9	Дискеты 3,5 дюйма	шт	10	70
10	Карандаши разные	шт	5	35
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	0,1	0,7
12	Картридж	шт	0,25	1,75
13	Лента изоляционная х/б	кг	2	14
14	Лента на ПВХ основе	рул	2	14
15	Мыло хозяйственное	кг	0,4	2,8
16	Папка для бумаг	шт	2	14
17	Патроны электрические	шт	0,2	1,4
18	Полотенце	кг	2	14
19	Порошок стиральный	шт	0,5	3,5
20	Припой	г	0,2	1,4
21	Розетка штепсельная	шт	0,5	3,5
22	Ручка шариковая	шт	1	7
23	Спирт технический	л	0,15	1,05
24	Тетрадь общая	шт	1	7
25	Топорище	шт	0,5	3,5
26	Черенки лопаты	шт	1	7
27	Шпагат	кг	0,2	1,4
28	Шурупы разные	кг	0,2	1,4
29	Элемент 373 (батарейка)	шт	2	14
30	Электролампы осветительные	шт	2	14

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Оборудования

Оборудование	Ед. изм	Объем
1	2	3
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5 М	шт	1
Каротажная станция КЕДР-02	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Магнитооптический диск	шт	1
Приборы:		
“КІА-723-М”	шт	2
“СП-62”	шт	2
“КЗА-723”	шт	2
“НС-380”	шт	2
“СПАК-6Д”	шт	2
“ИМММ-120/60”	шт	2
“РТГ-42”	шт	2
“КЕДР-АКЦ-42Т”	шт	2
“АКГС-2М”	шт	2

Исходя из того, что геофизические работы будут проводиться вахтовым методом можно взять нормы из таблицы 1-073 справочника “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

#### 7.4 Смета

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

##### 7.4.1 Сметные расчеты по видам работ Расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ, комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 20 [27].

Таблица 20 – Сметные расчеты по видам работ

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэф.		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	М	2279	22,6	руб/100м	515,1	3,38	1,12	1949,9
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,7
3	ПС	М	2279	22,6	руб/100м	515,1	3,38	1,12	1949,9
4	Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,7
5	БК	М	2279	24,83	руб/100м	565,9	3,38	1,12	2142,2
6	Вспомогательные работы при БК	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,3
7	БКЗ	М	2279	22,6	руб/100м	515,1	3,38	1,12	1949,9
8	Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,7
9	ИК	М	2279	27,53	руб/100м	627,4	3,38	1,12	2375,1
10	Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	295,4	руб/опер	295,4	3,38	1,12	1118,3
11	ГК и НГК	М	2279	170,97	руб/100м	3896,4	3,38	1,12	14750,2
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	Опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,38	1,12	1330,5
13	МБК	М	2279	24,83	руб/100м	565,9	3,38	1,12	2142,2
14	Вспомогательные работы при МБК	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,12	911,8
15	АК	М	2279	72,14	руб/100м	1644,1	3,38	1,12	6223,8
16	Вспомогательные работы при АК	Опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,12	1112,6
17	Кавернометрия	М	2279	22,97	руб/100м	523,5	3,38	1,12	1981,8
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,12	935,8
19	Микрозондирование	М	2279	22,6	руб/100м	515,1	3,38	1,12	1949,8

Продолжение таблицы 20

20	Вспомогательные работы при микрозондировании	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,12	911,8
21	Газовый каротаж	М	2279	22,6	руб/100м	515,1	3,38	1,12	1949,8
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	Опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,12	911,8
23	Термометрия	М	2279	113,6	руб/100м	2588,9	3,38	1,12	9800
24	Вспомогательные работы при термометрии	Опер	1	189,6	руб/опер	189,6	3,38	1,12	717,74
25	АКЦ	М	2279	72,14	руб/100м	1644,1	3,38	1,12	6668,4
26	Вспомогательные работы при АКЦ	Опер	1	293,9	руб/опер	293,9	3,38	1,12	1112,6
27	Инклинометрия	Тчк	2279	5,24	руб/тчк	119,4	3,38	1,12	452,1
28	Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	64,17	руб/отчк	64,17	3,38	1,12	242,9
29	Проезд	Км	82	15,49	руб/км	1270,18	1,51	1,15	2205,7
30	Тех дежурство	парт-ч	12	257,7	р/парт.ч	3092,4	2,28	1,12	7896,8
Итого									79439,84

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на 100 м одной скважины – 79439,84 рублей.

Стоимость каротажных исследований для одной скважины будет составлять 1810433,95

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 905216,98 рублей.

#### 7.4.2 Общая сметная стоимость работ по проекту

Общая стоимость по проекту показана в таблице 21.

Таблица 21 – Общая сметная стоимость работ по проекту

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, руб
1	Итого работы в скважине	1810433,95
2	Камеральные работы	905216,98
3	ИТОГО основных расходов	2715650,93
4	Накладные расходы (20 %)	543130,186
5	ИТОГО	3258781,12
6	Плановые расходы (20 %)	651756,224
7	Резерв на непредвиденные расходы (3 %)	97763,4
8	В целом по расчету	4008300,74
9	НДС, 18 %	721494,133
10	ВСЕГО по объекту	7988575,99

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 7 988 575,99 рубля.

#### 7.4.3 Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы показан в таблице 22.

Таблица 22 – Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Категория	Трудовые затраты	Оклад	Районный коэф.	Сев.коэф.	Итого с учётом коэффициентов	Премии %	Итого с учётом премии
Начальник партии	12	0,5	8000	1,3	1,5	7800	40	10920
Геофизик	8	1,5	7200	1,3	1,5	21060	40	29484
Каротажник	6	0,5	6200	1,3	1,5	6045	30	8463
Сметчик	8	2	5400	1,3	1,5	21060	40	29484

Итого: 78351 руб

Дополнительная заработная плата: 6189,73 руб.

Фонд заработной платы: 84540,73 руб.

Материалы: 1567,02 руб.

Резерв: 7835,1 руб.

Амортизация: 3917,55

Стоимость проектно сметных работ: 7 988 575,99 руб.

## 8 Социальная ответственность

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 определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов будут проводиться летом на Фестивальном нефтяном месторождении. Фестивальное нефтяное месторождение находится в пределах лицензионного участка № 69.

Административно оно расположено в Каргасокском районе Томской области. Территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью.

Гидрографическая сеть района образована притоками реки Васюган и Нюролька, с их многочисленными притоками.

Климат континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зимний период продолжается до полугода, с ноября по апрель месяц. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем плюс 20 до минуса 25 °С, опускаясь иногда до минуса 50 °С. Толщина снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0-1,2м. Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32 °С.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

### 8.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 1 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 [28].

Таблица 23 – Основные элементы производственного процесса полевых и камеральных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15) [28]		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
Полевые работы	Геофизические исследования в скважине	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе  2. Повышенные уровни шума.  3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Электрический ток  2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	1. ГОСТ 12.1.003–2015 [28] 2. ГОСТ 12.1.005-88 [29] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [30] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [31] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [32] 6. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [33]
Камеральные работы	Предварительная обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе  2. Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электрический ток	1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [34] 2. СП 60.13330.2012 [35] 3. СанПиН 2.2.4.548–96 [36] 4. СНиП 23-05-95 [37] 5. ГОСТ 12.1.005-88 [29] 6. ГОСТ 12.1.038–82 [32]

### 8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### Полевой этап

##### *1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

На территории объекта планируется вести работы в летний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в теплое время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Параметры микроклимата оказывают непосредственное влияние на самочувствие

человека. Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

Так как полевые работы проходят на летний период, рассмотрим, к чему могут привести высокие температуры воздуха. Климат континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зимний период продолжается до полугода, с ноября по апрель месяц. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем плюс 20 до минуса 25 °С, опускаясь иногда до минуса 50 °С. Толщина снежного покрова составляет 0,50-0,60 м, грунт промерзает на 1,0-1,2м. Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32°С.

При высоких температурах происходит перегревание организма, усиливается потоотделение, нарушается водно-солевой баланс.

Для профилактики перегревания и его последствий нужно:

- организовать рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха.
- использовать средства индивидуальной защиты (воздухопроницаемая и паропроницаемая спецодежда, головные уборы).

В аптечке обязательно должны быть термоизолирующие повязки, противовоспалительные и обезболивающие средства: Вольтарен, Нурофен, Кетонал, Кеторол; противомикробные препараты: Драполен, Бетадин, Мирамистин, Деситин.

## *2. Повышенные уровни шума*

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка, дизельная электростанция.

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20000 Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. 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 12.1.003-83) [38].

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 звукопоглощенных материалов;

– использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

### *3. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормы искусственного освещения [37]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [37].

### *Камеральные работы*

*1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.* Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, оказывающих влияние на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, инфракрасное излучение. Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека - его самочувствие и здоровье. Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 [36] (табл. 25).

Таблица 25 – Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ЭВМ

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

Предварительная обработка и интерпретация относится к “1б” категории работ.

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 поддержания соответствующих микроклиматических параметров должны использоваться системы отопления и вентиляции, а также проводится кондиционирование воздуха.

## *2. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23–05–95 [37]. СНиП 23–05–95 [37] рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются лампы накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

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, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

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

#### 8.1.2 Анализ опасных производственных 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.

##### *Полевой этап*

##### *1. Электрический ток*

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.019-79) [40].

Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности [40].

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 В. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить не менее чем два исполнителя.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии.

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

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным, до 1000 В, относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000 В диэлектрические калоши, коврики и подставки [40].

## *2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

При работе с подъемно-каротажной станцией, автокраном, ППУ происходит различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожности обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.003-91) [41]. Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. 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. Средства индивидуальной защиты: перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Запрещается проводить ГИС при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки или каротажного подъемника.

При работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъемником, станцией и устьем скважины.

Направляющий блок необходимо надежно закрепить на основании буровой. Подвесной блок нужно надёжно закрепить на талевой системе буровой установки. Запрещается прикасаться к кабелю при движении, наклоняться над ним, а также останавливать его руками при отказе тормозной системы лебедки подъемника.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия: строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъемной установки; машинист подъемной установки при управлении лебедкой должен внимательно следить за движущимся кабелем, выходом предупредительных меток и сигналами, подаваемыми с устья скважины.

Большую опасность представляет перепуск кабеля, возникающий при спуске кабеля в необсаженной части скважины. Перепущенный кабель часто приводит к завязыванию узлов и возможным прихватам.

### *Камеральные работы*

#### *1. Электрический ток*

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др.

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

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

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземленного провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения.

Помещение, где расположены компьютеры, относится к категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [42], лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности. Основаниями для их отнесения к данной категории являются:

- 1) влажность воздуха не превышает 75%;
- 2) отсутствие токопроводящих полов;
- 3) отсутствие токопроводящей пыли;
- 4) температура воздуха не превышает 35°C;

Основными мерами по обеспечению безопасности, прежде всего, являются:

- 1) организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения;
- 2) обеспечение недоступности токоведущих частей при работе;
- 3) регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током;
- 4) установка защитных ограждений (временных и стационарных);
- 5) защитное заземление и защитное отключение.

Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81 [31], ГОСТ 12.1.019-79 [40] и ГОСТ 12.1.038-82 [32].

## 8.2 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*

Загрязнение почвы может произойти в результате воздействия с ГСМ (топливо, машинное масло, случайного пролития при заправке автомобилей).

Так же вредное воздействие на почву может быть оказано со стороны скважинной жидкости (нефти, нефтесодержащих смесей) при исследованиях в эксплуатационных скважинах.

При бурении скважин и добыче углеводородов значительные площади земель оказываются в зоне подработки и теряют свою первоначальную ценность. Рекультивация нарушенных территорий – комплекс мероприятий по восстановлению нарушенного почвенного покрова, биоресурсов природной и геологической среды. Процесс рекультивации должен носить системный характер и занимать равное положение с процессами эксплуатации недр.

### Мероприятия по уменьшению вредного воздействия на почву

Перечень химических препаратов для использования при ликвидации нефтяных разливов насчитывает более 200 наименований. Из них различают следующие основные группы:

- эмульгаторы для создания эмульсий с целью диспергирования нефти и ускорения ее разложения;
- отвердители для придания нефти густой консистенции и последующего механического удаления;

На первых этапах ликвидации загрязнений почв используют механический способ удаления слоя почвы и физико-химические методы очистки: сжигание, промывка или сорбция. Применение нефтеразлагающих бактерий-биодеструкторов позволяет снижать загрязнения лишь в поверхностном слое почвы.

Наиболее эффективный метод – биотехнологии основанные на окислении нефтепродуктов микроорганизмами. В результате происходит расщепление углеводородов, их минерализация и последующая гумификация [48].

### *Влияние на гидросферу*

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), 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 через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании 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 с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [43] 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, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов.

## 8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

*Классификация ЧС* по основным признакам:

По сфере возникновения:

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально–политические и др.

2. По ведомственной принадлежности:

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
- в строительстве и др.

3. По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- региональные;
- местные.

4. По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

5. По сложности обстановки и тяжести последствий.

#### *Пожарная и взрывная безопасность*

На данном участке в летний период, 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 неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004–91 [44].

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

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное

содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель – 2 шт. (на каждую машину) марки ОУ-5 и ОП-5;
2. Ведро пожарное – 1 шт;
3. Топоры – 1 шт;
4. Ломы – 2 шт;
5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

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

Причинами пожара в камеральных помещениях являются:

1. Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
2. Открытый огонь – сварочные работы, курение, искры;
3. Разряд зарядов статического электричества.

Согласно НПБ 105–03 [45] помещения и здания по пожаровзрывной и пожарной опасности классифицируются на категории А, Б, В, Г и Д. Помещения камеральные относятся к категории В – пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть 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.

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, ОП-5).

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

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

#### 8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы в скважинах (кроме ГТИ в процессе бурения) должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика). При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций [47].

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

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

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

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда).

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

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилки, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более  $2/3$  разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон [14]. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

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

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования скважин на Фестивальном месторождении. Проведенный анализ и построение ФГМ позволил запроектировать комплекс ГИС.

Выбранный комплекс геофизических исследований в скважине № 200, позволил решить следующие геолого-геофизические задачи: литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения, определение водонефтяного контакта, определение технического состояния скважин.

Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В специальной части описаны отечественный акустический имиджер САС-90 и зарубежный ультразвуковой имиджер UltraSonic Imager USI компании Schlumberger и прибор Isolation Scanner. Отечественный имиджер САС-90 ничем не уступает зарубежным аналогам, а значит, может иметь широкое применение, как для скважин находящихся в разработке, так и для находящихся в эксплуатации.

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рассчитанная стоимость проектно-сметных работ составила 7988575,99 рублей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

*Опубликованная:*

1. Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г. [Электронный ресурс] – <https://fotki.yandex.ru/users/hellerick/album/348107/?&p=1> (дата обращения 22.05.2017)
2. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
3. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. чл-кор. АН СССР В. С. Суркова. М.: Недра, 1986. – 149 с. (Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья).
4. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. В. А. Конторович, Новосибирск. Издательство СО РАН, Филиал "ГЕО", 2002. – 237 с.
5. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебное пособие - 2-е изд., перераб. - Москва: Альянс, 2015. – 432 с.
6. Лукьянов Э.Е, Стрельченко В.А. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Издательство "Нефть и газ" - Москва, 1997. – 688 с.
7. Пояснительная записка. Методика интерпретации комплекса ГИС в терригенном разрезе, применяемая для проведения количественной интерпретации в геологической службе ЗАО ПГО "Тюменьпромгеофизика". Мегион, апрель 2007. – 13 с.
8. Никонов Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ [Текст]: курс лекций / Н. И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с.
9. 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.
10. Геофизическое исследование скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков. – Пермь: Изд-во Пермь. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.
11. Каталог «Геофизика» // Техника и технологии [Электронный ресурс] – URL: <http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2177> (дата обращения 20.05.2017)
12. ТехноGEO. Комплексная поставка геофизического оборудования. [Электронный ресурс] – URL: <https://tehnogeo.ru/products/pribor-kompleksnyy-mikrokarotazha-k3a-723> (дата обращения 20.05.2017)

13. Акустическое исследование скважин. [Электронный ресурс] – URL: <http://www.akustika-okt.ru/index.html?t001> (дата обращения 20.05.2017)
14. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002. – 271 с.
15. Мараев И. А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. – М.;, 2013. – 95 с.
16. ООО Геофизмаш [Электронный ресурс] – URL: <http://gfm.ru/products/oborudovanie/keдр-02/> (дата обращения 20.05.2017)
17. ООО “Девон-Кредит” [Электронный ресурс] – URL: <http://www.dewonkredit.ru/ru/k%D0%B0%D0%B0%D0%BEg/p%D0%BEd%D1%8A%D0%B5mnik-k%D0%B0%D1%80%D0%BEt%D0%B0zhniy%D1%81%D0%B0m%D0%BEch%D0%BEdniy-pk%D1%81-35> (дата обращения 20.05.2017)
18. ТехноGEO. Комплексная поставка геофизического оборудования. [Электронный ресурс] – URL: <https://tehnogeo.ru/products/kavernomer-malogabaritnyy-ns-380> (дата обращения 20.05.2017)
19. ООО Геофизмаш [Электронный ресурс] – URL: <http://gfm.ru/products/hole/keдр-акс-42t/> (дата обращения 20.05.2017)
20. Терехов О. В., Горохов В. М., Садыков А. Р., Береснев В. В. Акустический сканер САС-90 как инструмент для решения геолого-геофизических задач при исследовании // Каротажник, 2012. Вып. 7-8 (217-218). С. 25-34.
21. Обеспечение эффективного разобщения пластов после окончания эксплуатации скважины [Электронный ресурс] – URL: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/russia08/spr08/02\\_zonalisation.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia08/spr08/02_zonalisation.pdf) (дата обращения 20.05.2017)
22. Марков В. А., Масленников В. И., Шулаев В. Ф. и др. Опыт применения скважинного телевизора для определения размеров дефектов и повреждений обсадных колонн // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 9. С. 39-47.
23. Стрелков В. И., Загидуллин Р.В. Аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах САТ-4 и АРКЦ-Т // Геофизика. 2000. Спецвыпуск. С. 45-48.
24. Терехов О. В. Применение метода отраженных волн при оценке технического состояния скважин // Каротажник, 2007. Вып. 8 (161). С. 56-59.
25. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин / А. М. Блюменцев, Г. А. Калистратов, В. М. Лобанков, В. П. Цирульников. – М.: Недра, 1991. 266 с.

26. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 528 с.
27. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с.
28. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
29. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1989-01-01. М.: Издательство стандартов, 1989. – 50 с.
30. ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация. М.: 2001. – 14 с.
31. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
32. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
34. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы. — Введен: 30.06.2003. М.: Издательство стандартов. 2002. – 14 с.
35. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: 2012. – 75 с.
36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России. 2001. – 20 с.
37. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен: 01.01.1995. М.: Издательство стандартов. 1995. – 27 с.
38. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования. – Введ. 1984-07-01 -М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1984. – 10 с.
39. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: – 2012. – 61 с.
40. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.- М.: Издательство стандартов – 2006. – 7 с.
41. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.

42. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.

43. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.

44. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.

45. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. М.: 2003. – 22 с.

46. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996. – 71 с.

47. Правила безопасности при геолого-разведочных работах ПБ 08-37-93. М.: – 298 с.

48. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождение газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.

#### *Фондовая*

49. Дела скважин Фестивального месторождения. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО».

50. Департамент по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу (ЦЕНТРСИБНЕДРА). Отдел геологии и лицензирования по Томской области (ТомскНедра). Карта размещения геологоразведочных работ на территории Томской области к программе 2014-2020 гг. (углеводородное сырье). Масштаб 1 : 1 000 000.

51. Энциклопедия месторождений углеводородов (нефть, газ, конденсат) Томской области. Отчет ОАО «Томскнефтьгазгеология» по теме: «Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области». 2000. – 198 с.

52. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующих и проектируемых нефти -и газопроводов на юго-востоке западной и юго-восточной Сибири. Отчет о проведенных исследований по заказу Японской Ассоциации технического содействия. Институт геологии и нефти и газа РАН СО: Новосибирск, 2001. – 177 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Литолого-стратиграфический разрез

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Физико-геологическая модель продуктивного комплекса