

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

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Геофизические методы исследования скважин

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ВЕРХНЕЮРСКОГО ГОРИЗОНТА НА РЫБАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Меренкова Анна Сергеевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ 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-исследовательской 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 ископаемых (P11).



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
«Геофизические методы исследования скважин»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Ростовцев В.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Меренковой Анне Сергеевне

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Рыбальном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С от 14.02.2020 г.
---	----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в филиале ООО «ГеоПрайм» «Томская геофизическая компания», а также литература и научные статьи по теме работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Районирование нижнеюрского нефтегазоносного комплекса по перспективности для поисков углеводородов в Бакчарской мезовпадине по данным геотермии; 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность

<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Положение Рыбального месторождения на фрагменте административной карты Томской области 2. Положение участка исследований на физической карте Томской области 3. Положение сейсмических профилей на карте подсчетного плана запасов нефти по пласту Ю₁¹ Рыбального месторождения 4. Фрагменты карт изученности Томской области сейсморазведочными работами (А) и глубоким бурением (Б) 5. Сводный формационно-стратиграфический разрез района работ 6. Положение Рыбального месторождения на тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты 7. Положение Рыбального месторождения на карте юрского структурного яруса осадочного чехла 8. Участок исследования на карте нефтегазогеологического районирования Томской области 9. Региональный временной разрез по профилю IX в пределах Пудинского мегавала 10. Карты толщин волжских отложений и содержания органического вещества в волжских отложениях на территории Рыбального месторождения 11. Положение проектной скважины № 400 на структурной карте 12. Положение проектной скважины № 400 на геологическом разрезе I-I 13. Физико-геологическая модель для коллекторов группы пластов Ю₁ васюганской свиты в разрезе скважины №405 14. Прибор К1А-723-М 15. Прибор МК-ГМ 16. Прибор СРК-73 17. Прибор АК-73ПМ 18. Прибор ИГН-73-100/80 19. Прибор ТРГК 20. Прибор СГДТ-П 21. Прибор АКЦ-НВ 22. Каротажная станция «Кедр-02» 23. Положение Бакчарской мезовпадины на схеме расположения областей накопления гетанг-нижнетюарских отложений 24. Обзорная схема нефтегазоносности Бакчарской мезовпадины на тектонической основе юрского структурного яруса осадочного чехла Томской области 25. Фрагмент корреляционной схемы нижнеюрского НГК по скважинам Крыловская 1 и Крыловская 2 26. Схематические карты изопахит пласта Ю₁₆ (А) и пласта Ю₁₅ (Б) 27. Положение моделируемой скважины (А) на тектонической карте, палеотектонический и палеотемпературный разрез (Б) скважины Весенняя-255 с учетом мезозойско-кайнозойского изменения поверхностной температуры Земли 28. Карта теплового потока из основания осадочного разреза Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления 29. Бакчарская мезовпадина и структуры обрамления. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурской нефти (А-Л), и распределения плотности генерации тогурской нефти (М) 30. Схематические карты распределение плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в пласте Ю₁₆ (А) и пласте Ю₁₅ (Б) пределах Бакчарской мезовпадины 31. Схематические карты районирования по плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в резервуарах пластов Ю₁₅ (А) и Ю₁₆ (Б) Бакчарской мезовпадины 32. Классификация ЧС по основным признакам
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По менеджменту	Доцент Якимова Т.Б.
По социальной ответственности	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Меренкова Анна Сергеевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 117 страниц, 32 рисунка, 35 таблиц, 70 источников; 2 приложения.

Ключевые слова: верхнеюрский резервуар, физико-геологическая модель, комплекс геофизических исследований скважин, геотермия, Рыбальное месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная скважина № 400 глубиной 2735 м со вскрытием доюрских отложений, заложенная на западной границе контура ВНК Рыбального месторождения, которое расположено на восточной окраине Пудинского куполовидного поднятия, осложняющего северо-восточную часть Пудинского мегавала.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе проектной скважины Рыбальная 400 для оценки коллекторских свойств верхнеюрского резервуара Рыбальной структуры (Томская область).

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

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

Самостоятельное исследование посвящено изучению нефтегазоносности Бакчарской мезовпадины, с использованием данных геотермии. По результатам работы предложен первоочередной участок для проведения поисково-разведочных работ на поиски залежей, связанных с нижнеюрскими резервуарами.

В экономическом разделе была рассчитана сметная стоимость проекта, которая составила 610107,1 рублей.

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

ESSAY

The final qualifying work contains 117 pages, 32 drawings, 35 tables, 70 sources.

Key words: complex of geophysical surveys of wells, oil and gas bearing complex, Togur suite, palaeotemperature modeling, geothermy, Rybalnoe structure, Tomsk region.

The target of research is the project well No. 400, 2735 m deep with the opening of pre-Jurassic structure. The project well laid on the western boundary of the oil-water contact contour of the Rybalnoe field, which is located on the eastern outskirts of the Pudinsk dome, complicating the north-eastern part of the Pudinsk megaval.

Work objective: to design a complex of well logging in an open hole of the project well No. 400 to assess the reservoir properties of the upper-Jurassic oil and gas bearing complex of the Rybalnoe structure (Tomsk Region).

The responsibilities of this project are reduced to the substantiating of the complex of well logging to solve the set geological problems.

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

An special section is devoted to the study of the oil and gas potential of the Bakchar mezodepression, using geothermal data. A priority site is proposed for exploration in search of deposits associated with the Lower Jurassic reservoirs based on the results of that work.

In the economic section the estimated cost of the project was calculated which amounted to 610107.1 rubles.

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

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- АКЦ – акустическая цементометрия;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- БР – буровой раствор;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГВК – газо-водяной контакт;
- ГГК-Ц – плотностная цементометрия;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ГМИС – геофизические методы исследования скважин;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГП – горная порода;
- ГТИ -геолого-технические исследования;
- ДС – диаметр скважины;
- ЗПВ – зондирование преломленными волнами;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- К.в. – кора выветривания;
- КВ – кавернометрия;
- КМПВ – корреляционный метод преломленных волн;
- КС – каротаж сопротивления;
- ПГИ – промысловые геофизические исследования;
- ПЖ – промывочная жидкость;
- ПКУ – полевые калибровочные устройства;
- МБК – микробоковой каротаж;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- МКВ – микрокавернометрия;
- МОВ – метод отраженных волн;
- МОГТ – метод общей глубинной точки;
- НГК – нефтегазоносный комплекс;
- НГК – метод нейтронного гамма каротажа;
- НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НМ – нефтяное месторождение;

ННКт – нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам;

ОВР – окислительно-восстановительная реакция;

ПЗ – потенциал-зонд;

ПС – метод собственной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

С/п – сейсмическая партия;

СГДТ – селективный гамма-дефектомер-толщиномер;

СИ – средство измерения;

СПО – спуско-подъемная операция;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФГМ – физико-геологическая модель;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

УВ – углеводороды.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	13
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	13
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	15
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	18
2.2 Тектоника.....	24
2.3 Нефтегазоносность.....	26
2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазоносных комплексов.....	27
2.5 Сейсмологическая характеристика.....	29
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	30
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	34
4.1 Задачи геофизических исследований.....	34
4.2 Обоснование объекта исследования.....	34
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	38
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	39
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	44
5.1 Методика проведения проектных геофизических работ.....	44
5.2 Метрологическое исследование.....	51
5.3 Интерпретация геофизических данных.....	52
5.3.1 Обработка данных.....	52
5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	55
5.3.2.1 Литологическое расчленение терригенного разреза.....	55
5.3.2.2 Определение границ пластов.....	56
5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств.....	56
6 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ БАКЧАРСКОЙ МЕЗОВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ	58
6.1 Нефтегеологическая и геофизическая характеристика нижнеюрского разреза.....	59
6.2 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности	64
6.3 Палеотемпературное моделирование.....	66
6.3.1 Решение обратной задачи геотермии.....	67
6.3.2 Решение прямой задачи геотермии.....	70
6.4 Картирование относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей.....	73
6.5 Картирование относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей.....	74
6.6 Ранжирование территории по степени перспективности нижнеюрского резервуара.....	76
6.7 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров.....	79
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
7.1 Виды и объемы проектируемых работ.....	82

7.2	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	82
7.3	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	83
7.3.1	Расчет затрат времени.....	84
7.3.2	Расчет затрат труда.....	85
7.3.3	Расчет затрат основных средств.....	87
7.4	Смета.....	88
7.4.1	Расчет суммы основных расходов по видам работ.....	89
7.4.2	Расчет сметной стоимости контрольно-интерпретационных работ.....	91
7.4.3	Общая сметная стоимость работ по проекту.....	91
7.4.4	Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы.....	92
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	94
8.1.1	Специальные нормы трудового законодательства.....	94
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны....	95
8.2	Производственная безопасность.....	97
8.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	97
8.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	101
8.3	Экологическая безопасность.....	105
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	110
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Данные по испытаниям скважин на территории Рыбального месторождения	117
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Характеристика зон распространения генерированных тогурских нефтей Бакчарской мезовпадины и ее обрамлении.....	118

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. Месторождения в основном связаны с верхнеюрскими пластами.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в разведочной скважине для оценки нефтегазоносности верхнеюрского комплекса разреза Рыбального месторождения в одном из промысловых районов Томской области.

Рыбальное месторождение представляет интерес для заложения проектной скважины в западной части структуры с целью прироста запасов категории C_2 при уточнении границы ВНК. Бурение скважины планируется выполнить со вскрытием палеозойских отложений, в связи с перспективностью доюрского комплекса на этих землях Томской области.

Объектом исследования данной работы является верхнеюрский НГК.

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

В специальной части показано применение геотермии, как одного из поисково-разведочных методов геофизики при поисках нефти и газа. Выполнение палеотемпературного моделирования в пределах Бакчарской мезовпадины позволило выделить перспективные земли для постановки дальнейших геологоразведочных работ на поиски залежей углеводородов в нижнеюрском НГК.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитывается проектно-сметная стоимость работ.

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

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района исследования

Административно Рыбальное месторождение расположено в центральной части Томской области в Парабельском районе (рис. 1). Месторождение расположено в 50 км севернее с. Пудино, районный центр г. Парабель находится в 78 км северо-восточнее. В 40 км на северо-западе находится крупное Лугинецкое НГКМ, а в 30 км южнее Останинское НГКМ.

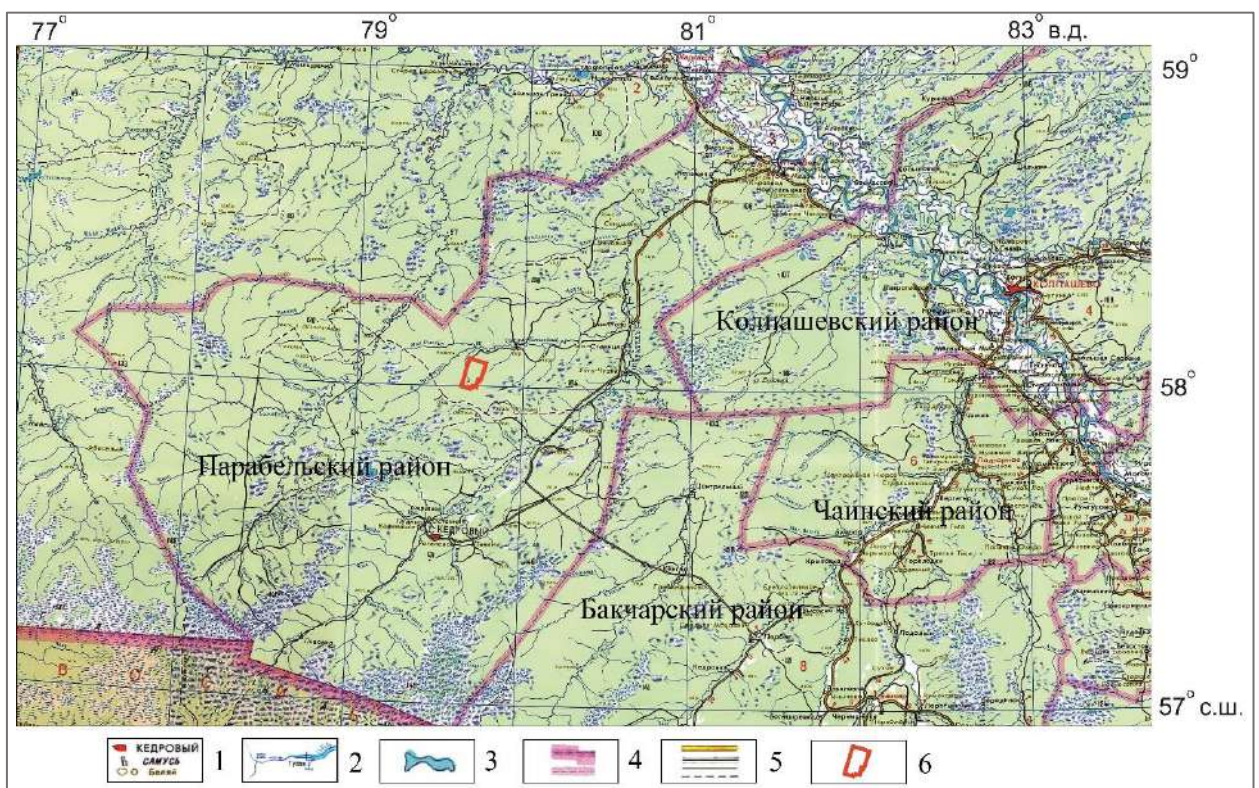


Рисунок 1 – Положение Рыбального месторождения на фрагменте административной карты Томской области (1997 г.) [61] с дополнениями: 1 – населенные пункты; 2 – реки; 3 – болота, озера; 4 – границы субъектов, районов; 5 – автомобильные дороги; 6 – территория района исследований

Непосредственно на месторождение доставка грузов производится только зимой по зимнику. Сообщение ближайшего населенного пункта с. Пудино с областным центром г. Томск осуществляется по железной дороге, зимнику и речным транспортом по р. Чузик, Парабель и Обь. Смена вахт и завозов срочных грузов осуществляется вертолетами.

На территории с. Пудино находится аэропорт, действует речной порт, строится капитальная автотрасса. Вблизи Рыбального месторождения проходит нефтепровод, который соединяет село Александровское и город Анжеро-Судженск.

Для технического водоснабжения используются воды палеоген-четвертичного водоносного комплекса используются для технического водоснабжения, в качестве источника питьевой воды служит водоносный горизонт атлымской свиты. На территории района есть карьеры по добыче песка и глины строительного назначения.

В географическом отношении район исследования находится в северной части Васюганской равнины, расположенной на юге Западной Сибири (рис. 2).

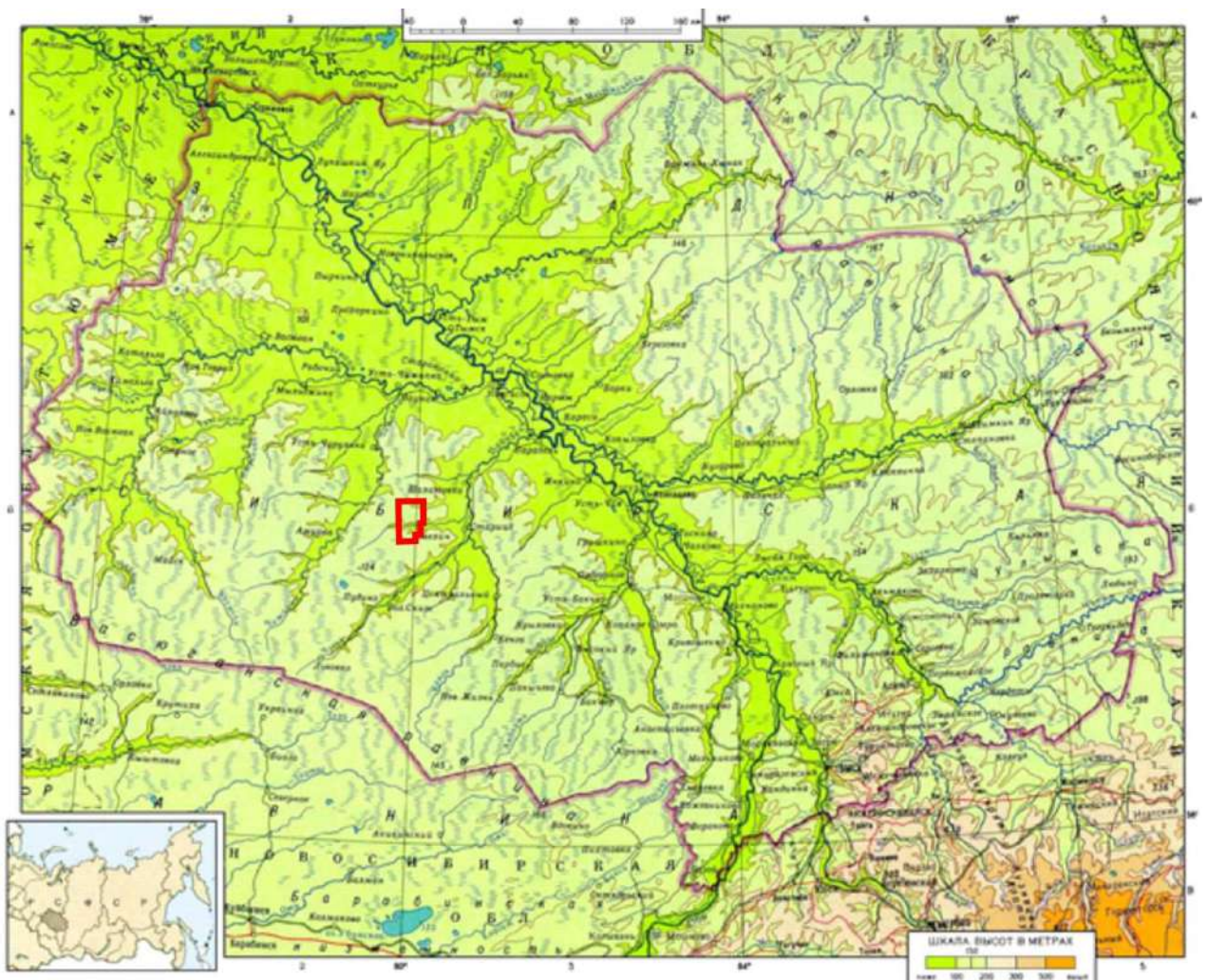


Рисунок 2 – Положение участка исследований на физической карте Томской области [62]: красным цветом выделен участок работ

Климат резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зима суровая и продолжительная. Зимний период продолжается с ноября по апрель месяц.

Температура воздуха в зимний период составляет в среднем минус 22 °С, редко опускаясь до минус 50 °С. Толщина снежного покрова составляет 0,60-0,80 м, грунт промерзает в среднем на 1,0-1,2 м. Лето теплое, короткое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32 °С.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 570 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Территория исследования относится к III категории сложности.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Изучение геологического строения началось в июне 1947 года. На первом этапе изучения (до 1958 г.) применялись мелкомасштабные геологическая, аэромагнитная, гравиметрическая съёмки, маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ. В результате были выделены крупные структурно-тектонические элементы доюрского фундамента и осадочного платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.

С середины 50-х основной объем геофизических исследований приходится на площадную поисковую и детальную сейсморазведку МОВ. Сейсморазведочные работы проводились под руководством Томского геофизического треста (до 1968 г. Среднеобская комплексная геофизическая экспедиция) и включали: 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.

В этот период по верхнеюрскому отражающему горизонту Па (подшва баженовской свиты) на данной и смежных территориях выявлены и подготовлены к глубокому бурению Назинское, Южно-Назинское, Западно-Назинское, Обское, Полуденное, Куль-Еганское локальные поднятия. Средняя плотность сейсморазведочных профилей МОВ составила 0,4 км/км², достигая на участках детальных исследований 1,0 км/км², что для решения задач, стоящих перед нефтепоисковыми работами, на современном этапе явно недостаточно. В частности, применение МОВ не позволило изучить низы чехла, не говоря уже об изучении разреза фундамента [1].

В 1966 году была выделена Рыбальная площадь по данным МОВ с/п 21,26/66-67 (Страхов А.Н.) в виде небольшого антиклинального перегиба, затем как структура подготовлена МОГТ с/п 1,3,6/82-83 (Белов Р.В.). Положение сейсмопрофилей МОГТ представлено на рисунке 3 [57].

С 1973 года в изучаемом районе внедряется сейсморазведка МОГТ сначала маршрутная, а затем площадная, что позволяет повысить помехоустойчивость, разрешающую способность и глубину сейсмических исследований, а отсюда и качество структурных построений. Работы МОГТ на поисковом этапе были сосредоточены на антиклинальных структурах и поэтому распределены неравномерно. Объемы исследований методом МОГТ почти за 20-ть лет увеличились к началу 90-х до 8000 км в год [58].

В конце 80-х годов перед исследователями была поставлена задача разработки методики поиска и подготовки к бурению нетрадиционных объектов, а именно – неантиклинальных ловушек (НАЛ), т.к. фонд основных локальных поднятий здесь исчерпан. Решение было найдено при реализации «Комплексной программы научных, опытно-методических и производственных работ по поискам нефти и газа в ловушках неантиклинального типа» с использованием программных пакетов РЕАПАК, ИНТЕРСЕЙС, КИНТ и др.

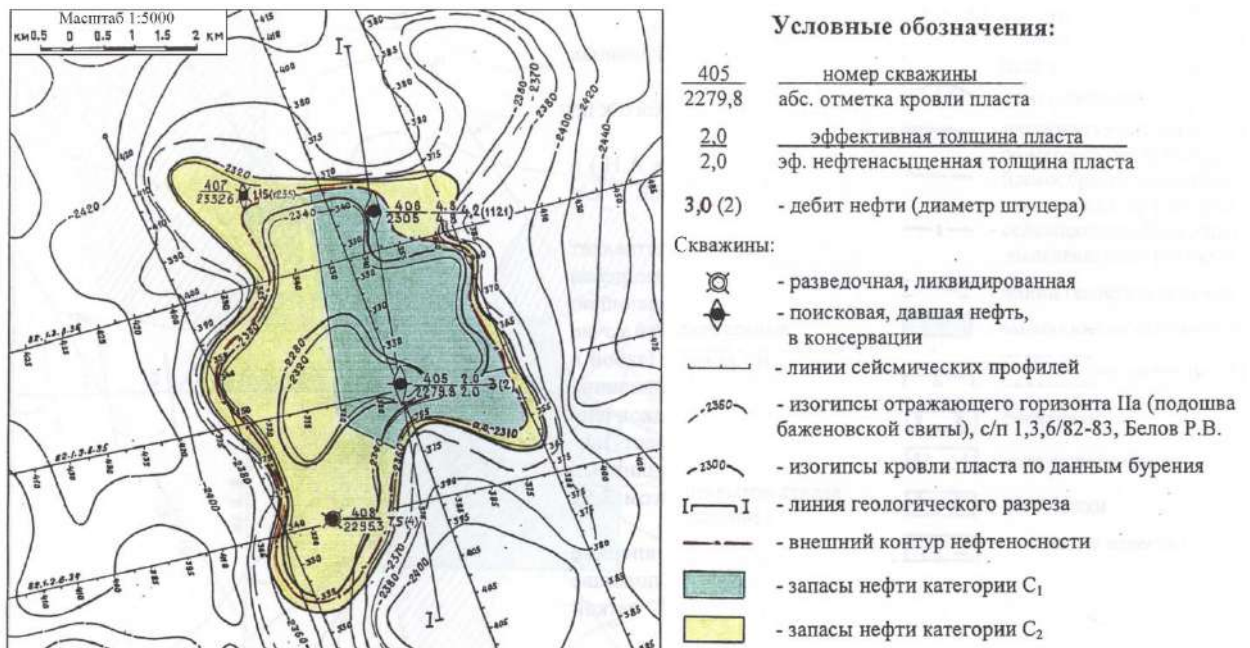


Рисунок 3 – Положение сейсмических профилей на карте подсчетного плана запасов нефти по пласту Ю₁¹ Рыбальского месторождения [57]

Таким образом, до 1973 года задачи поискового этапа решались только МОВ, с 1973 по 1978 год включительно – МОВ и МОГТ в комплексе, с 1979 года по настоящее время – исключительно МОГТ.

В 1992 году из-за кризиса в стране объемы сейсморазведки МОГТ резко падают и в период с 1994 по 1999 годы составляет 2000 км/год, что приводит к сокращению числа подготавливаемых к бурению объектов, и затрудняет решение задачи воспроизводства минеральных ресурсов.

В настоящее время фонд крупных и средних локальных поднятий исчерпан, но существует резерв наращивания сырьевой базы региона за счет залежей УВ в верхнеюрских антиклинальных ловушках, за счет пересмотра структур, выведенных из бурения с отрицательным или низким результатом [58].

На 2016 год плотность изучения сейсморазведкой территории Рыбального месторождения высокая и составляет 1-1,5 км/км² (рис. 4А).

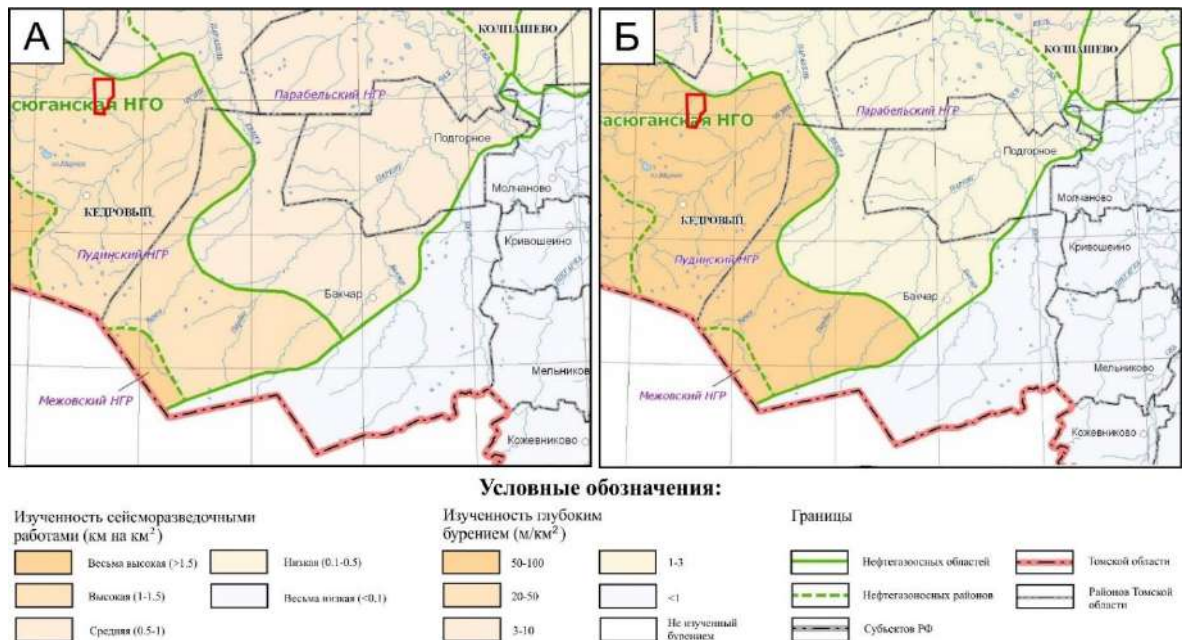


Рисунок 4 – Фрагменты карт изученности Томской области сейсморазведочными работами (А) и глубоким бурением (Б) на 2016 г. [59] (положение Рыбального месторождения показано красным цветом)

Изучение территории исследования глубоким бурением было начато в 50-х годах, в соответствии с принятыми Министерством нефтяной промышленности СССР в 1947-1949 гг. планами исследования Западно-Сибирской равнины. В 1954 году из Колпашевской опорной скважины «Р-2» был получен первый приток нефти.

В 1987 году территории Рыбального месторождения пробурена первая поисковая скважина № 405, вскрывшая палеозой, в которой получен приток нефти из пласта Ю₁¹.

На 2016 г. изученность бурением в пределах района исследования остается высокая и оценивается как 50-100 м/км² (рис. 4Б).

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении района работ принимают участие: интенсивно метаморфизованные и дислоцированные образования палеозойского складчатого фундамента; локализованные в грабенах и грабен-рифтовых зонах осадочные и эффузивно-осадочные отложения пермо-триаса и терригенно-угленосные осадки мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Сводный геолого-геофизический разрез в пределах лицензионного участка представлен на рисунке 4. Геологическое строение изучаемой территории приводится на основе изучения фондового и опубликованного геологического материала.

Палеозойская эротема (PZ)

Согласно «Карте геологического строения поверхности доюрских образований» (под редакцией В.С. Суркова, 2003г.), разрез доюрского комплекса пород центральной и восточной части участка характеризуется переслаиванием карбонатных и терригенно-карбонатных пород верхнего девона и нижнего карбона. В пермо-триасе повсеместно образуется *кора выветривания*, с которой часто связывается образование *нефтегазоносного горизонта зоны контакта (пласт М)*. На территории месторождения эти отложения вскрыты в разрезе скважины № 405 и представлены выветрелой, рассланцовой, каолинитизированной тальк-серпентин-хлоритовой породой с развитием белого талька по тонким редким трещинам, образованной по плагио-базальтовому порфируту, вероятно, верхнепалеозойского возраста. Мощность коры выветривания составляет 22 м.

Мезозойско-кайнозойские отложения залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на породах фундамента и представлены терригенными породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Стратиграфия приводится по схеме, принятой решением совещания представителей МРСС 2003 года (рис. 5) [2].

Мезозойская эротема (MZ)

Юрская система (J)

Согласно решениям стратиграфического совещания (Решения, 2003) [2] участок расположен на границе формационных областей промежуточного и континентального седиментогенеза. Центральная часть участка относится к Тымскому структурно-

фациальному району для нижней и средней юры, остальная часть участка тяготеет к Колпашевскому структурно-фациальному району.

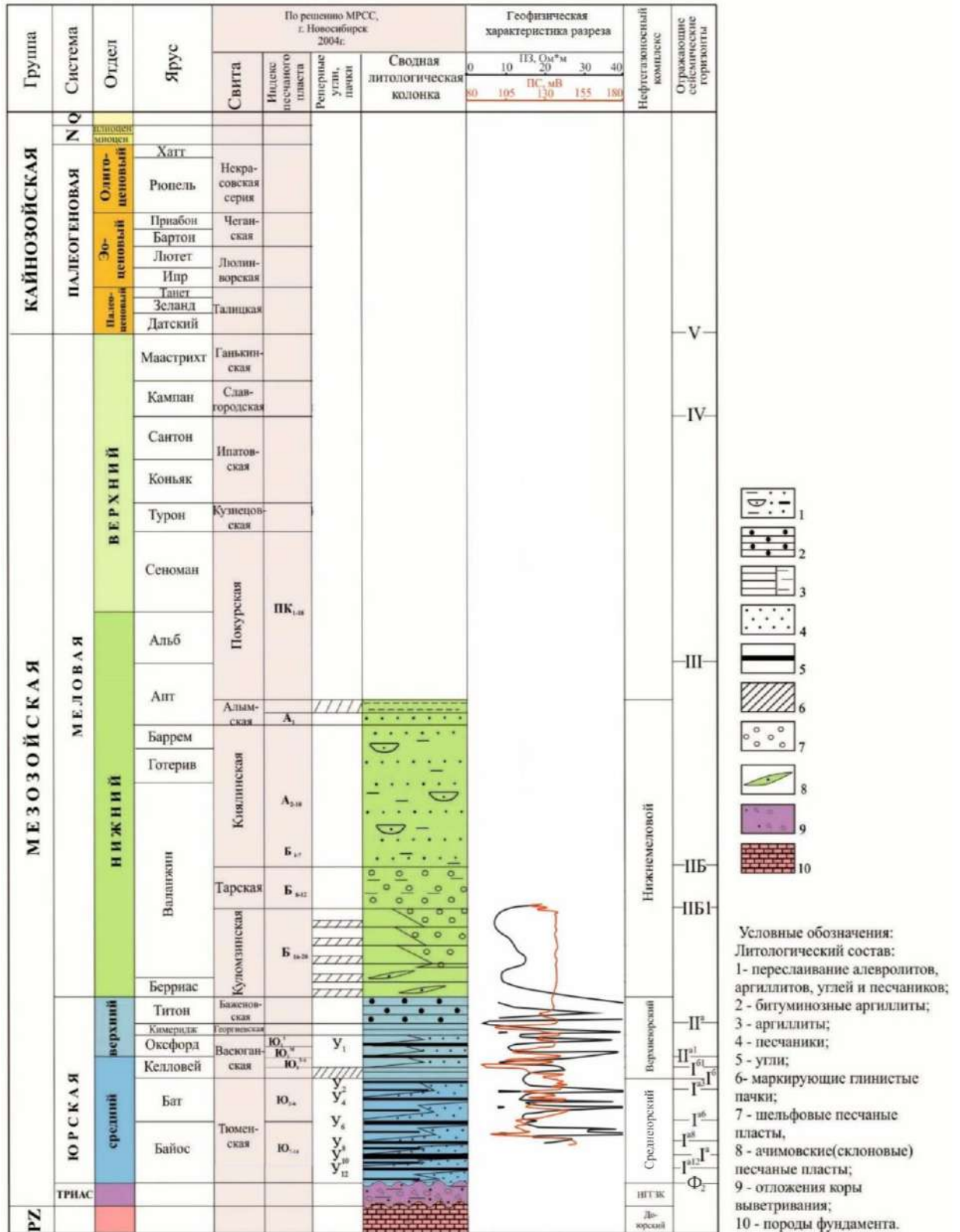


Рисунок 5 – Сводный формационно-стратиграфический разрез района работ

Тюменская свита (J_{2a-b}) подразделяется на три подсвиты – нижнюю, среднюю и верхнюю, которые соответствуют вымскому, леонтьевскому и малышевскому горизонтам.

В пределах Рыбальной структуры тюменская свита накапливалась только в объеме средне- и верхне-тюменской подсвиты. Средне-тюменская подсвита (*J_{2b-bt}*), обособливающаяся в малышевский горизонт, как в Обь-Иртышской так и в Обь-Тазовской фациальных областях сложена переслаивающимися серо-цветными песчаниками, алевролитами, аргиллитами, часто углистыми. Здесь характерны маломощные многочисленны пласты углей. Верхняя граница подсвиты в значительной степени эрозионная. В состав пород верхне-тюменской подсвиты входят углистые пачки У₅₋₂ и песчаные пласты Ю₆₋₂. Широко распространены песчаные пласты Ю₆ и Ю₄. Пласты Ю₅, и Ю₂ имеют линзовидный характер и часто выклиниваются. Угольные пласты приурочены большей частью к погруженным участкам территории, наиболее выдержанными по простиранию являются угли У₄ и У₂ с небольшой мощностью. Песчаники на описываемой территории имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость. По составу это мелко, реже средне- и крупнозернистые полевошпатово-кварц-граувакковые, кварц-граувакковые песчаники, темно-серые и черные плотные аргиллиты, часто сидеритизированные, обогащенные углистым и песчано-алевролитовым материалом. Полностью отложения вскрыты в скважине 405 и 408, толщиной соответственно 148 м и 119 м.

Согласно решениям последнего стратиграфического совещания (Решения, 2003) [2], по келловейским и верхнеюрским отложениям, северо-западная часть Рыбальной площади расположена в пределах Пурпейско-Васюганского структурно-фациального района, а остальная часть участка в Сильгинском структурно-фациальном районе. Рыбальный лицензионный участок расположен в зоне перехода отложений васюганской свиты в наунакскую, что выражается в существенном опесчанивании глинистых пачек нижневасюганского горизонта вблизи границы распространения нижнекелловейской трансгрессии.

Наунакская свита (J_{2bt} - J_{3o}) представляет временной аналог васюганского горизонта, накопленного в континентальных условиях, и представлены сероцветными песчаниками и аргиллитами с многочисленными остатками растительности, обугленным растительным детритом, пиритом, с маломощными прослойками углей. Нижняя граница свиты устанавливается по резкому увеличению кажущегося сопротивления в отложениях, непосредственно подстилающих нижнюю существенно алевроито-глинистую часть наунакской свиты. Верхняя граница свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свит. Верхняя, существенно песчаная часть наунакской свиты,

индексируется как горизонт Ю₁. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами.

Георгиевская свита (J_{3o-tt}) сложена глинами и аргиллитами от темно-серых до черных, с неравномерными примесями глауконита. На васюганской и наунакской свитах георгиевская залегает трансгрессивно. Отложения георгиевской свиты в пределах лицензионного участка № 88 имеют локальное распространение. Мощность свиты в районе работ изменяется от 0 до 17 м. Значение естественной гамма-активности у аргиллитов георгиевской свиты больше, чем у залегающих ниже аргиллитов нижневасюганской подсвиты, но меньше, чем у перекрывающих аргиллитов баженовской свиты. Часто кривые микроградиент и микропотенциал зондов сливаются в единую практически прямую линию. По ряду площадей, расположенных, как правило, в пределах крупных антиклинальных поднятий, в составе свиты отмечаются прослой непроницаемых, «мусорных», глауконитовых песчаников, выделяемых в барабинскую пачку. Наличие георгиевской свиты затрудняет первичную миграцию углеводородов из нефтематеринской баженовской свиты в подстилающие коллектора горизонта Ю₁.

Баженовская свита (J_{3tt} - K_{1b}) с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская (наунакская) свита) либо согласно (георгиевская свита) залегают на подстилающей толще. Эти отложения, выдержанные по площади и хорошо прослеживаемые по данным ГМИС, литологически представлены битуминозными, темно-серыми с коричневатым оттенком до черных аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевролитистыми, крепкими, сильно окремненными, с прослоями известковых пород. Отмечается обилие концентрированного и рассеянного пирита, наличие морской фауны аммонитов и белемнитов. Отложения свиты относятся к фациям «доманикового» типа и считаются нефтепроизводящими. К подошве свиты приурочен наиболее выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт П^а, характеризующий структурные особенности строения основного для данной территории продуктивного комплекса верхней юры.

Толщина свиты в пределах лицензионного участка № 88 изменяется от 16 до 37 м.

Меловая система (K)

Осадки меловой системы согласно залегают на юрских отложениях. В их составе выделены следующие свиты: куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская.

Куломзинская свита (K_{1b-v}) представлена глубоководно- и мелководно-морскими аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Состоит из трех толщ. Первая,

подачимовская толща, образована глубоководными темно-серыми аргиллитами, с тонкой горизонтальной слоистостью, со слабо битуминозными прослоями. Толща 2 – ачимовская, сложена серыми, преимущественно известковистыми песчаниками (Б₂₀-Б₁₆), с прослоями аргиллитоподобных глин. Толща 3 представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами, полосчатыми с единичными прослоями песчаников (Б₁₅-Б₁₃).

Толщина свиты в районе работ изменяется от 171 до 245 м.

Тарская свита (K_{1v}) являются составной частью валанжинского регрессивного цикла седиментации Западно-Сибирского осадочного бассейна. В основании тарской свиты залегают шельфовые песчаные пласты соответствующих клиноформных комплексов. Песчаники тарской свиты – светло-серые, мелко- среднезернистые, слабо- и среднесцементированные, иногда встречаются тонкие прослой известковистых, крепких песчаников или алевролитов. Песчаные пласты (Б₁₂-Б₈), как правило, представляют собой сравнительно мощные монолитные тела (мощность пластов составляет в данном районе 5-15 м). Пласты имеют хорошую латеральную выдержанность.

Толщина свиты в пределах лицензионного участка изменяется от 69 до 102 м.

Континентальные отложения *киялинской свиты (K_{1v-br})* представлены песчано-алевролитовыми пестроцветными красновато-коричневыми, зелёными и фиолетовыми глинами, алевролитами и песчаниками. По всему разрезу отмечается наличие многочисленного растительного детрита, остатков корней растений, прослоев глинистых углей. Песчаные пласты свиты относятся к группе Б₇-Б₁ в нижней части свиты и к группе А₁₀-А₂ в верхней. Пласты имеют мощность от 3-5 м до 25-30 м, однако, в силу фациальных особенностей, по площади не выдерживаются, имеют линзовидное строение и корреляции практически не поддаются.

Толщина свиты в районе работ изменяется от 536 до 665 м.

Алымская свита (K_{1a}), сформировалась в период нижнеаптской кратковременной трансгрессии. По литологическим особенностям строения алымская свита подразделяется на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Верхняя подсвита, представлена темно-серыми аргиллитами кошайской пачки. Глинистые отложения могут быть выделены по данным индукционного каротажа (ИК), имеющего в объеме кошайской пачки аномально низкие значения относительно вмещающих глинистых пород. Нижнюю подсвиту слагают песчаные отложения, выделяемые в пласт А₁. Аналогичные тенденции поведения ИК характерны для кузнецовской и баженовской свит.

Покурская свита (K_{1a} - K_{2s}) разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представлена преимущественно отложениями субконтинентального генезиса: песчаниками

и серыми, с буроватым или зеленоватым оттенком алевролитами с подчиненными прослоями серых и темно-серых, иногда углистых глин. Характерен растительный детрит, остатки растений, пласты бурых углей. Средняя подсвета состоит из крупных пачек серых, темно-серых глин, имеющих в отдельных слоях буроватый, реже зеленоватый оттенок. Глины от алевроитовых до тонкоотмученных, иногда углистые с разными типами слоистости. Для отложений средней подсветы характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, в нижней части встречаются пласты бурых углей. Верхняя подсвета сложена уплотненными песками, песчаниками, серыми, зеленовато- и буровато-серыми алевролитами с подчиненными прослоями серых, зеленовато- и буровато-серых алевроитовых глин с разнообразными типами слоистости. Здесь характерен растительный детрит, янтарь, реже сидерит. Толщина свиты на рассматриваемой территории изменяется от 780 до 870 м.

Кузнецовская свита (K_{2t-k}) сложена серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями глауконитовых алевролитов и песков. К подошве свиты приурочен сейсмический горизонт Г. Мощность свиты в районе работ составляет 15-21 м.

Ипатовская свита (K_{2k-st}) сложена серыми, зеленовато-серыми и темно-серыми песчаниками и алевролитами, часто глауконитовыми, с прослоями серых глин. Мощность свиты на участке работ изменяется от 140 м до 203 м.

Славгородская свита (K_{2km}) представлена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, прослоями опокovidными. Толщина свиты в районе работ составляет 27-60 м.

Ганькинская свита (K_{2kt-m}) образована глинами известковистыми, серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком. Отмечены прослои глауконитовых алевролитов и конкреции сидерита. Мощность свиты на рассматриваемой территории около 120-161 м.

Кайнозойская эротема (KZ)

Палеогеновая система (P)

В разрезе палеогеновых отложений выделяются четыре свиты: талицкая, люлинворская, чеганская и некрасовская.

Общая мощность этих отложений составляет порядка 280 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичная система в описываемом районе залегает с размывом на палеогеновых отложениях и представлена сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия с линзами торфяников.

2.2 Тектоника

В соответствии с «Тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты» [3] северо-восточная и юго-западная части участка относятся к антиклинорным зонам инверсионного типа герцинской складчатости (Нижневартовский, Сенькинско-Айгольский антиклинорий), представленных карбонатными массивами, прорванными интрузиями. Центральную часть участка слагают глинистые сланцы Айгольского синклинория (рис. 6).

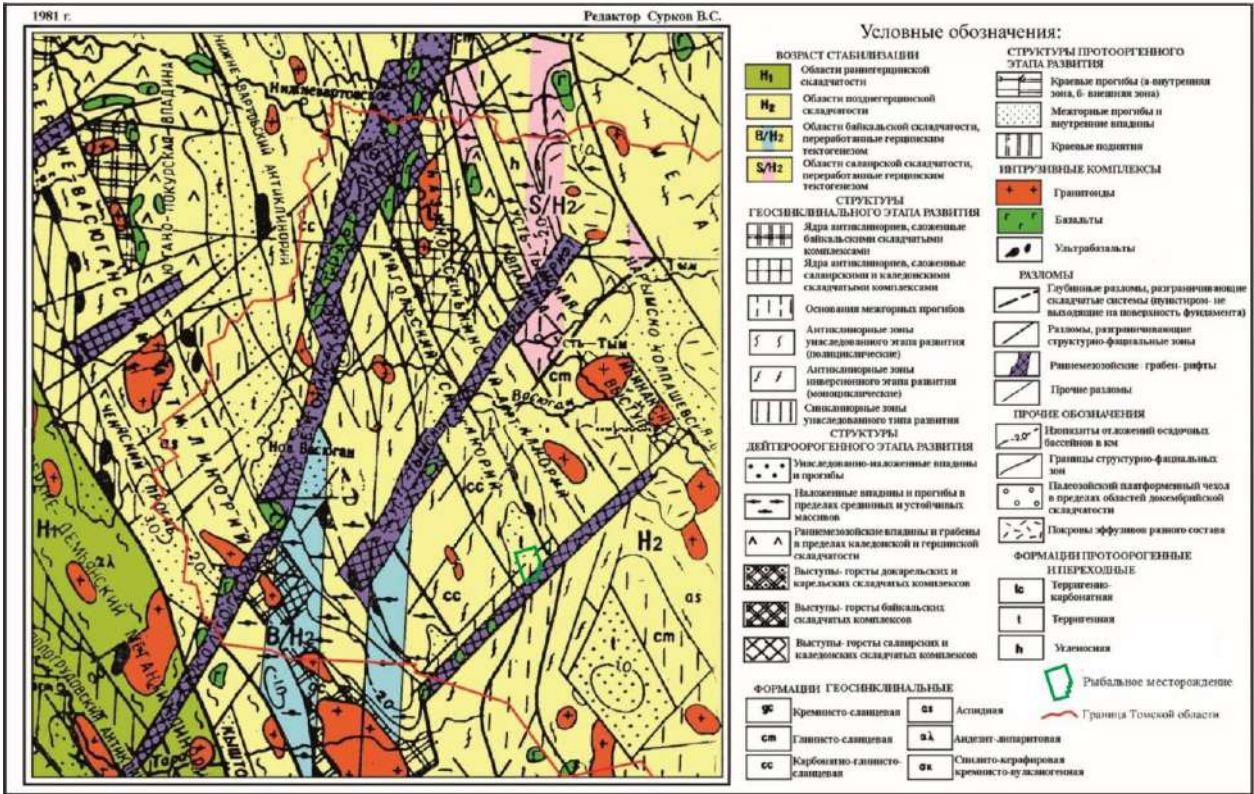


Рисунок 6 – Положение Рыбального месторождения на тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область) под редакцией В.С. Суркова, 1981 г. [3]

В течение континентального перерыва складчатые образования фундамента размывались и пенепленизировались, по кровле доюрских отложений развивались коры выветривания. Так, к началу юрского прогибания Западно-Сибирской плиты, был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента. Структурообразование в мезозойско-кайнозойском чехле обусловлено унаследованными движениями структурно-формационных зон доюрского фундамента. В платформенном чехле над антиклинориями сформировались зоны поднятий, над синклинориями – зоны прогибов. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам

первого, второго и, частично, третьего порядков наблюдается местами до отложений палеогена.

Согласно [4], Рыбальная структура расположена на восточном склоне Юбилейного куполовидного поднятия, осложняющего южную часть Пудинского мезоподнятия (рис. 7), и представляет брахиантиклинальную складку изрезанной формы. Юбилейное к.п. в свою очередь на севере граничит с Южно-Соболиной впадиной, на западе с Чузикско-Чижапской мезоседловиной, а на юге и востоке с Южно-Пудинским прогибом и Горелоярским мезоподнятием, соответственно.

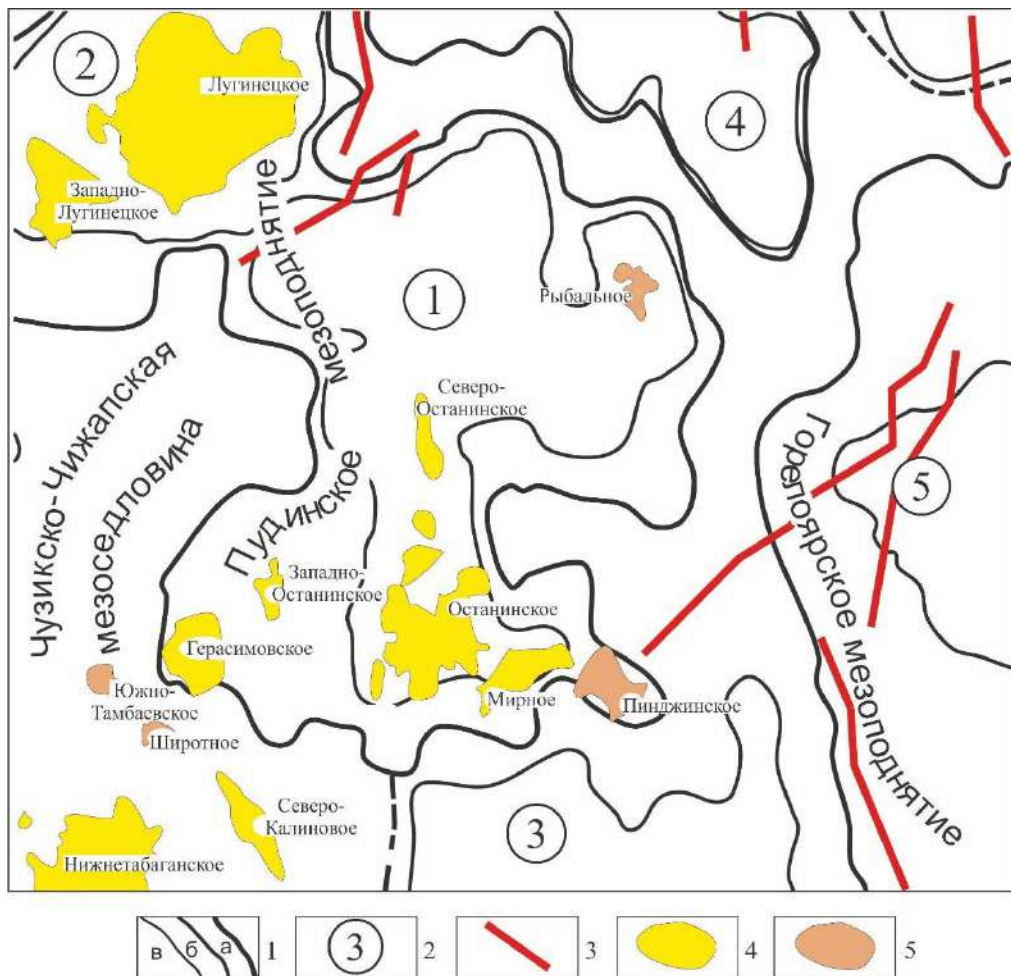


Рисунок 7 – Положение Рыбального месторождения на карте юрского структурного яруса осадочного чехла [4] с дополнениями: 1 – тектонический элемент: I (а), II (б), III (в) порядков; 2 – структура III порядка: куполовидное поднятие – Юбилейное (1), Лугинецкое (2), Чинжарское (5), прогиб Южно-Пудинский (3), впадина Южно-Соболиная (4); 3 – тектонические нарушения; 4–5 месторождение: нефтегазоконденсатное (4); нефтяное (5)

2.3 Нефтегазоносность

Согласно нефтегазоносному районированию [58], Рыбальное месторождение находится в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Васюганской нефтегазоносной области, входит в состав Пудинского нефтегазоносного района (рис. 8).

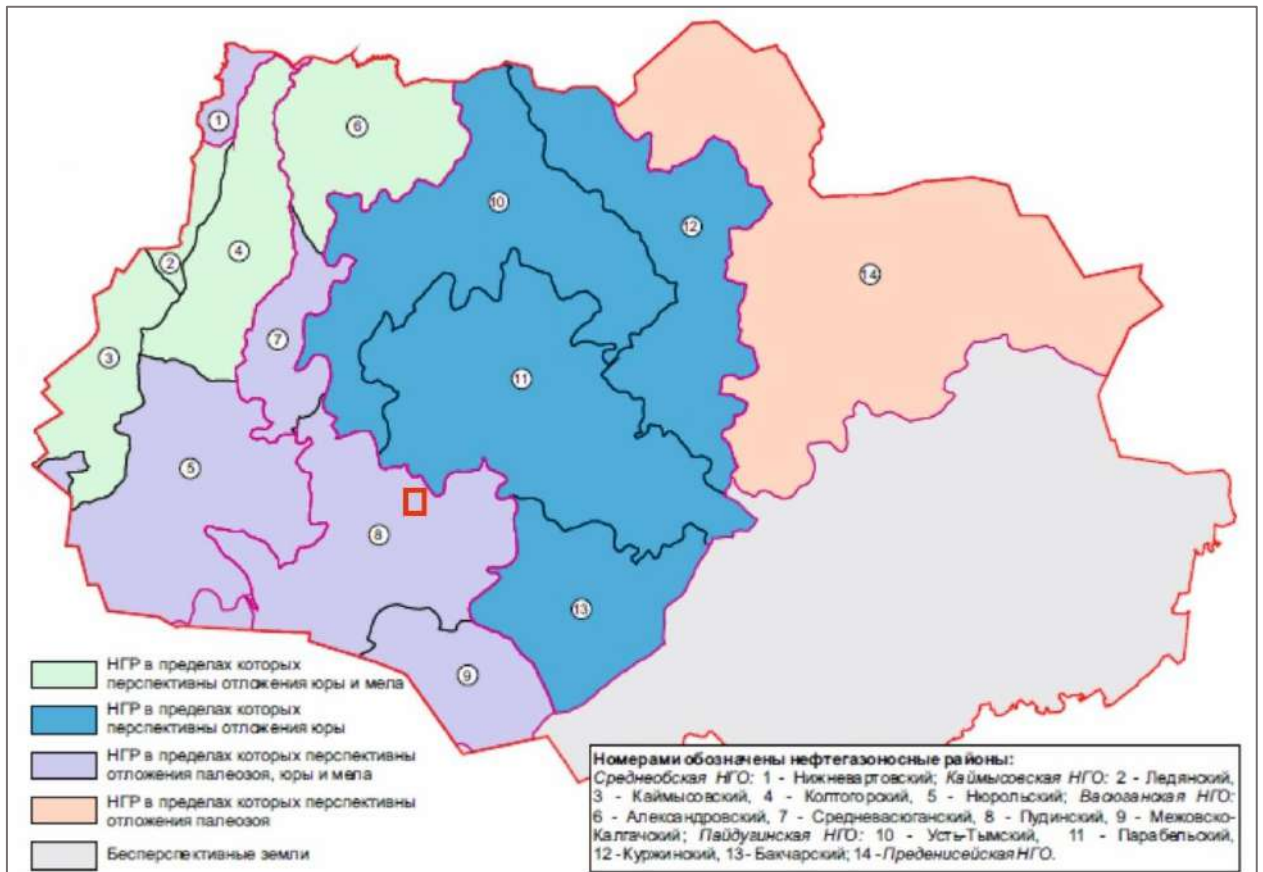


Рисунок 8 – Участок исследования на карте нефтегазогеологического районирования Томской области [58]

Потенциально нефтегазоперспективными комплексами на территории исследования являются доюрский и верхнеюрский. Информация о результатах испытаний в скважинах приведена в Приложении А.

Доюрский нефтегазоносный комплекс на территории Рыбального месторождения вскрыты тремя скважинами: № 405, № 408 и № 410. Испытания в данном интервале проводились только в скв. № 410, вскрывшей палеозой на 132 м до глубины 2750 м, где были получены положительные признаки нефтеносности. По результатам испытаний из интервала перфорации 2628-2641,2 м получен непромышленный приток нефти с водой дебитом соответственно 0,11 м³/сут и 0,81 м³/сут на Н_{дин} = 1639 м [8].

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс объединяет пласты горизонта $Ю_1$ наунакской свиты – это основной продуктивный горизонт на территории Томской области. Битуминозные аргиллиты баженовской свиты являются источником углеводородов, одновременно выполняя роль региональной покрывки для залежей в песчаных пластах горизонта $Ю_1$. Промышленный приток получен из пласта $Ю_1^1$. По керну пласт представлен глинистым темно-серым песчаником с частыми бурыми пятнами и прослоями толщиной до 5 см, плотным, крепкосцементированным, с волнистыми линзами аргиллитов размером до 0,5*5,0 см и намывами углисто-слюдистого материала. Песчаник характеризуется запахом и выпотами нефти. В результате испытаний получены следующие данные: в скважинах № 405, № 406, № 407, № 408, № 410 получены следующие притоки нефти – 6, 4,2, 1.15, 7.5, 0.37 м³/сут, соответственно [60]. Уровень ВНК в пласте находится на а.о. 2310-2320 м [57].

Непромышленные притоки получены из пластов $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ в скважине № 408 [60].

2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазоносных комплексов

В *доюрском НГК* по керну из скважины № 410 породы фундамента в интервале 2634,5-2642,0 м представлены серой глинисто-карбонатной породой, плотной, крепкой, интенсивно трещиноватой. Трещины преимущественно субвертикальные, открытые и заполненные белым кальцитом. Порода хлоритизирована, каолинитизирована, выветрелая, местами окремненная и рассланцованная, с редкими гнездами пирита, со слабым, быстроулетучивающимся запахом УВ по трещинам. По данным ГИС (ООО «Востокгазпромгеофизика») объект представлен трещинно-кавернозным коллектором с неясным характером насыщения [60].

В *верхнеюрском НГК* выделяются пласты-коллекторы $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ ($Ю_1^{1-2}$), $Ю_1^3$ ($Ю_1^{3-4}$).

Пласт $Ю_1^1$ (васюганская свита) охарактеризован керном в разрезах скважин № 410, № 407, № 408. По скважине № 410 по описанию керна пласт в интервале 2423,5-2426,3 м представлен песчаником глинистым, темно-серым с частыми, бурыми пятнами вплоть до бурых прослоев толщиной 1-5 см, от мелкозернистого до алевролитистого, плотным, крепкосцементированным, с волнистыми линзами темно-серых аргиллитов размером до 0,5x0,5 см и намывами углисто-слюдисто-глинистого материала. Песчаник с запахом и выпотами нефти. По геофизическим данным пласт неоднородный, проницаемый, с низкими коллекторскими свойствами, нефтенасыщенный. В скважине № 408 в интервале 2410-2420

м пласт $Ю_1^1$ литологически представлен мелкозернистым песчаником. В интервале 2441-2446 м скважины № 407 пласт представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкосцементированными с запахом нефти. По ПГИ в скважинах № 407 и № 408 пласт неоднородный, проницаемый.

Пласт $Ю_1^{1-2}$ (васюганская свита) в скважине № 406 в интервале 2420-2427 м представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкосцементированными, с запахом нефти. По данным ПГИ интервал испытания неоднородный, проницаемый.

Пласт $Ю_1^3$ (васюганская свита) в скважине № 408 в интервале 2443-2468 м представлен песчаником светло-серым, мелкозернистым, крепкосцементированным. По керну характер насыщения пласта не ясен, в керне местами отмечается запах нефти. По ПГИ интервал испытания неоднородный, проницаемый.

Пласт $Ю_1^{3-4}$ (васюганская свита) в скважине № 409 в интервале 2520,4-2524,3 м в верхней части вскрыт песчаник буровато-серый, мелко-среднезернистый, крепкосцементированный, с тонкими прослоями углистого материала и прямыми признаками нефти в керне. По данным ГМИС (ООО «Востокгазпромгеофизика») характер насыщения пласта неясный.

В скважине № 406 в интервале 2456-2464 м пласт $Ю_1^{3-4}$ литологически представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми с тонкими прослоями аргиллитов и углистого материала, с запахом нефти. По ПГИ пласт неоднородный, проницаемый [60].

По данным промысловой геофизики получены параметры пластов: коэффициенты пористости, нефтенасыщенности и проницаемости для основных продуктивных пластов на месторождении и сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства пластов группы $Ю_1$ в скважинах Рыбального месторождения по данным ПГИ [60]

№ скв.	Индекс пласта	Интервал, м	Параметры пласта				
			Нэф, м	Рпл	Кп, %	Кпр, мД	Кнг, %
405	$Ю_1^1$	2400-2406	3,2	-	15,6-15,9	9	51-53
406	$Ю_1^{1-2}$	2420-2427	3,5	5,4	15,1	-	39
	$Ю_1^{3-4}$	2456-2464	3,6	4,4	15	-	40
407	$Ю_1^1$	2441-2446	1,2	6	13	-	36
408	$Ю_1^1$	2410-2420	2	12	7,8	-	-
	$Ю_1^2$	2426-2430	12	2	16,4	-	61,3
	$Ю_1^3$	2443-2468	20	-	11,5	-	40
409	$Ю_1^3$	2516,1-2524,3	-	3-4,3	11,8-15,0	8-17	-
410	$Ю_1^1$	2423,5-2426,3	-	-	13,5	8,3	44

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

В осадочном чехле юго-восточных районов Западной Сибири выделяют несколько опорных сейсмических горизонтов, которые тяготеют к выдержанным по толщине глинистым пачкам, сформировавшимся в эпохи трансгрессий и получившие распространение на обширных территориях (рис. 9).

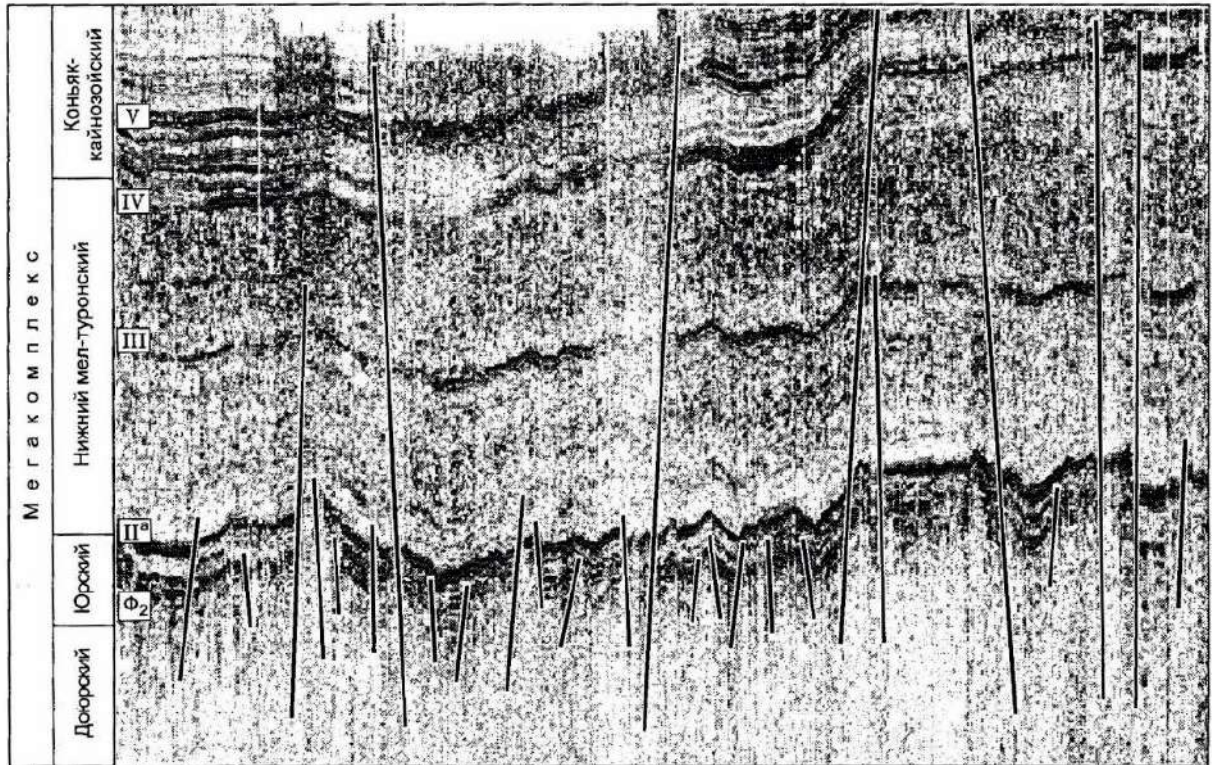


Рисунок 9 – Региональный временной разрез по профилю IX в пределах Пудинского мегавала [4]

Отражающий горизонт Φ_2 (подошва юры) приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями.

Отражающий горизонт II^a (поздняя юра, волжский ярус) на большей части Томской области связан с отложениями баженовской свиты. В Бакчарской впадине горизонт приурочен к марьяновской свите. При этом горизонт сохраняет свойства репера, но прослеживается значительно хуже, чем по баженовской свите.

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

К отложению кошайской пачки алымской свиты приурочен региональный сейсмический репер – *отражающий горизонт III (ранний мел, апт)*, хотя качество его прослеживания значительно хуже, чем горизонт II^а и IV, он вполне кондиционно картируется по сейсмическим данным [4]. *Отражающий горизонт IV (верхний мел, турон)*, формирующийся на пачке аргиллитов кузнецовской свиты. Наряду с горизонтом II^а – наиболее надежный сейсмический репер, так как на большей части исследуемой территории горизонт обладает высоким энергетическим уровнем.

Глинистым флюидоупором талицкой свиты, к которой приурочен *отражающий горизонт V (палеоген, ранний палеоцен)*, коньяк-кайнозойский мегакомплекс разделен на два комплекса: коньяк-раннепалеоценовый и поздний палеоцен-четвертичный [4].

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа результатов ГМИС использованы дела скважин из фондовых первичных материалов по скважинам № 405, № 406, № 408 и каротажные диаграммы.

Скважина Рыбальная 405 пробурена до глубины 2675 м с забоем в палеозойских отложениях в апикальной части северного купола Рыбальной структуры. В скважине проектировался следующий комплекс геофизических исследований: ст. зонд ПС в м-бе 1:500, ст. каротаж 3 уст., БКЗ – 4 уст., микрозондирование, кавернометрия, боковой, индукционный, микробоковой каротаж, микрокавернометрия в м-бе 1:200, ГК, НГК, инклинометрия, акустический каротаж. Фактический объем проведенных ПГИ в скважине представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Объем ПГИ в скважине Рыбальная 405 [60]

Дата работ	Вид исследования	Масштаб глубин	Интервал исследования
24.12.87г.	Ст. каротаж, ПС	1:500	662-2360
	Кавернометрия		662-2365
05.01.88г.	Ст. каротаж, ПС	1:500	2290-2440
	Кавернометрия		2270-2450
	Ст. каротаж 3 уст., ПС	1:200	2000-2430
	Кавернометрия		2000-2434
	БКЗ-4 уст.		2000-2422
	Микрозондирование		2000-2430
	Микробоковой, МКВ		2000-2444
	Резистивиметрия		2000-2450
	БК		2000-2450
	ИК		2000-2450
Инклинометрия	ч/з 25м	0-2450	

Продолжение таблицы 2

24.01.88г.	Ст. каротаж, ПС	1:500	2320-2673
		1:200	2320-2685
	БКЗ-4 уст.	1:200	2320-2669
	Кавернометрия	1:500	2350-2676
		1:200	2350-2669
	Микробоковой, МКВ	1:200	2350-2670
	Микрозондирование	1:200	2350-2676
	ИК	1:200	2350-2673
	БК	1:200	2330-2674
	ГК, НГК	1:500	0-2380
		1:200	2330-2674
	АК по скорости	1:200	2200-2668
	АК по затуханию	1:200	2282-2668
Инклинометрия	ч/з 25м	2350-2670	

При проведении комплекса ПГИ на 5.01.88 г. сопротивление бурового раствора, уточненное по БКЗ, изменяется от 1 до 1,1 Ом*м, при проведении заключительного комплекса на 24.01.88 г. - от 1 до 1,4 Ом*м.

Качество материалов исследования, в основном хорошее. Удовлетворительно оценены кривые БКЗ от 5.01.88 г. и МКВ от 7.01.88 г.

Скважина Рыбальная 406 пробурена на северо-восточном склоне центрального купола структуры в 2,7 км к северу от скважины 405 до глубины 2550 м (тюменская свита). В скважине проектировался такой же комплекс, как в скважине № 405. Фактический объем проведенных ПГИ в скважине представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Объем ПГИ в скважине Рыбальная 406 [60]

Дата работ	Вид исследования	Масштаб глубин	Интервал исследования
05.06.88г.	А2Н0,5НСПС	1:500	665-2392
	Кавернометрия		
10-13. 08.88г.	Инклинометрия	ч/з 25м	25-2550
	А2Н0,5НСПС	1:500	2300-2543
	Ст. каротаж 3 уст., ПС	1:200	2300-2542
	БКЗ – 4 уст.	1:200	2300-2541
	Кавернометрия	1:500	2300-2547
	-“-	1:200	2300-2548
	Микрозондирование	1:200	2300-2547
	-“-	1:200	2310-2503
	БК	1:200	2300-2543
	ИК	1:200	2300-2547
	-“-	1:200	2000-2503
	Микробоковой, МКЗ	1:200	2300-2547
	А2М0,5N;ПС	1:500	2310-2500
	АК по скорости	1:200	2300-2548

Продолжение таблицы 3

10-13. 08.88г.	АК по затуханию	1:200	2300-2547
	ГК	1:500	0-2324
	-“-	1:200	2290-2548
	НГК	1:500	90-2324
	-“-	1:200	2290-2548
	ОЦК	1:200	320-920

Сопротивление бурового раствора, уточненное по БКЗ, составляет 134 Ом*м. Качество материалов исследования, в основном хорошее. Удовлетворительно оценены кривые АК по затуханию, кривая ИК от 10.06.88г.

Скважина Рыбальная 408 пробурена в южной переклинали северного купола в 2,3 км к юго-западу от скважины 405 до глубины 2600 м (палеозой). В скважине были запроектированы следующие геофизические исследования: стандартный каротаж – 4 уст., БКЗ – 4 уст., резистивиметрия, МКЗ, ИК, БК, МБК, МКВ, АК, РК, КВ, инклинометрия по всему стволу скважины. Объем проведенных ПГИ в скважине представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Объем ПГИ в скважине Рыбальная 408 [60]

Дата работ	Вид исследования	Масштаб глубин	Интервал исследования	
07.03.90г.	A2MO.5N, ПС	1:500	657-2471	
	Кавернометрия		657-2527	
	A2MO.5N, ПС	1:200	2320-2472	
	Кавернометрия		2300-2527	
	МКЗ		2300-2526	
	МБК, МКВ		2300-2527	
	ИК		2300-2526	
	БК		2310-2473	
	N0.5M2A, НИМО.5А		2310-2468	
	АО.4МО.ІN		2280-2468	
	АІМО.ІN		2310-2470	
	АІМО.5N, А8MIN		2310-2470	
13.03.90г.	A2MO.5N, ПС	1:500	2330-2581	
	A2MO.5N, ПС	1:200	2330-2585	
13.03.90г.	Кавернометрия	1:500	2330-2582	
	Кавернометрия	1:200	2330-2587	
	N0.5M2A		2330-2580	
	НИМО.5А		2330-2581	
	АО.4МО.ІN, АІМО.ІN			
	АО.4МО.ІN		2330-2583	
	МКЗ		2330-2582	
	БК		2330-2585	
	ИК		2310-2587	
	МБК, МКВ		2330-2588	
	АК по скорости		2300-2587	
	АК по затуханию		2310-2587	
	ГК		1:500	0-2362
	НГК		1:500	130-2362
	ГК, НГК		1:200	2320-2586
Инклинометрия	ч/з 25м	25-2600		

Сопротивление бурового раствора, уточненное по БКЗ, изменяется от 1,4 до 1,3 Ом*м. Заявленный комплекс выполнен полностью, за исключением резистивиметрии. Качество промыслово-геофизического материала, в основном, хорошее. Удовлетворительно оценены показания №ИМО.5А от 13.03.90г.

По результатам ГИС были отмечены положения кровли отдельных стратиграфических единиц, представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Разбивки разрезов скважин Рыбального месторождения

Свита, возраст	Кровля свиты в скважине, м		
	№ 405	№ 406	№ 408
Четвертичные отложения	0	0	0
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	40	62	45
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	150	162	164
Люлинворская свита, эоцен	190	202	209
Талицкая свита, палеоцен	260	272	284
Ганькинская свита, даний, маастрихт	375	377	394
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	403	407	424
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	443	447	269
Кузнецовская свита, турон	633	632	664
Покурская свита, сеноман+альб+апт	650	649	679
Киялинская свита, готерив+баррем	1487	1481	1510
Тарская свита, валанжин	2073	2091	2105
Куломзинская свита, валанжин	2150	2161	2183
Баженовская свита, титонский	2368	2386	2380
Георгиевская свита, кимеридж	2397	2417	2410
Васюганская свита, келловей+оксфорд	2400	2420	2416
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2452	2471	2477
Кора выветривания	2600	-	-
Палеозой	2622	-	2596

Сравнительная характеристика результатов испытаний, проведенных по рекомендации геофизиков, приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сопоставление рекомендованных по ГМИС интервалов к испытанию и полученных результатов при испытании в скважинах Рыбальная 405, 406 и 408

Площадь, скважина	Рекомендации		Результаты испытания	
	По ГМИС	Насыщение	Интервал	Дебит
Рыбальная 405	2400-2406 м (Ю ¹ ₁ - наунакская свита)	нефтенасыщенный	2399-2410 м (Ю ¹ ₁ - наунакская свита)	Q _н =6 м ³ /сут.
Рыбальная 406	2460-2464 м (Ю ³ ₁ - наунакская свита)	Для выяснения характера насыщения	2459-2464 м (Ю ³ ₁ - наунакская свита)	Q _в =0,84 м ³ /сут.
	2420-2423 м (Ю ² ₁ - наунакская свита)		2420-2425 м (Ю ¹⁻² ₁ - наунакская свита)	Q _н =2,52 м ³ /сут.
			2420-2427 м (Ю ¹⁻² ₁ - наунакская свита)	Q _н =4,2 м ³ /сут.
Рыбальная 408	2416-2419 м (Ю ¹ ₁ - наунакская свита)	нефтенасыщенный	2443-2468 м (Ю ³ ₁ - наунакская свита)	Q _н =1,47 м ³ /сут.
			2426-2430 м (Ю ² ₁ - наунакская свита)	Q _н =6,33 м ³ /сут. Q _в =1,12 м ³ /сут.
			2416-2420 м (Ю ¹ ₁ - наунакская свита)	Q _н =7,5 м ³ /сут.

Практически во всех рекомендованных интервалах получены притоки нефти, за исключением пласта Ю³₁ в скважине № 406.

Таким образом, комплекс геофизического исследования скважин, выполненный в скважинах № 405, № 406 и № 408 Рыбальной структуры, позволил провести литологическое расчленение разрезов, выделить основные продуктивные пласты и определить их фильтрационно-емкостные свойства.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

На стадии поиска и разведки месторождения углеводородов перед геофизическими методами ставятся следующие задачи: литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией; выделение коллекторов; оценка фильтрационно-емкостных свойств пород; оценка характера насыщения коллекторов.

4.2 Обоснование объекта исследования

Главными критериями перспективности нефтегазоносности является наличие нефтематеринской свиты и получение прямых признаков нефтенасыщения.

Установлено, что баженовская свита имеет широкое распространение на территории исследования и является основной нефтепроизводящей толщей, имеющая повсеместное распространение в этом районе [11]. Ее мощность достигает 30 м (рис. 10А), содержание С_{ОРГ} составляет до 8 % (рис. 10Б) [4], катагенетическая преобразованность ОВ достигает градации МК₁¹, согласно [11].

Промышленная нефтегазоносность связана с пластом Ю₁¹ васюганской свиты. В скважинах Рыбального месторождения в интервале пласта были получены прямые признаки нефти по керновым данным и испытанию пластов (Приложение А). По состоянию на 01.01.1989 г. Госбалансом учтены запасы категории С₁ в количестве 1741/348, категории С₂ – 1646/329 тыс. т. С этого момента запасы по залежи не пересматривались и оставлены на прежнем уровне. Позже была пробурена скважина № 408, где пласт Ю₁¹ был вскрыт гипсометрически выше условно принятого ВНК и песчаник обладает более высокими коллекторскими свойствами по отношению к ранее вскрывшим его скважинам. Также, при испытании в колонне, получен максимальный дебит нефти 7,5 м³/сут. [57].

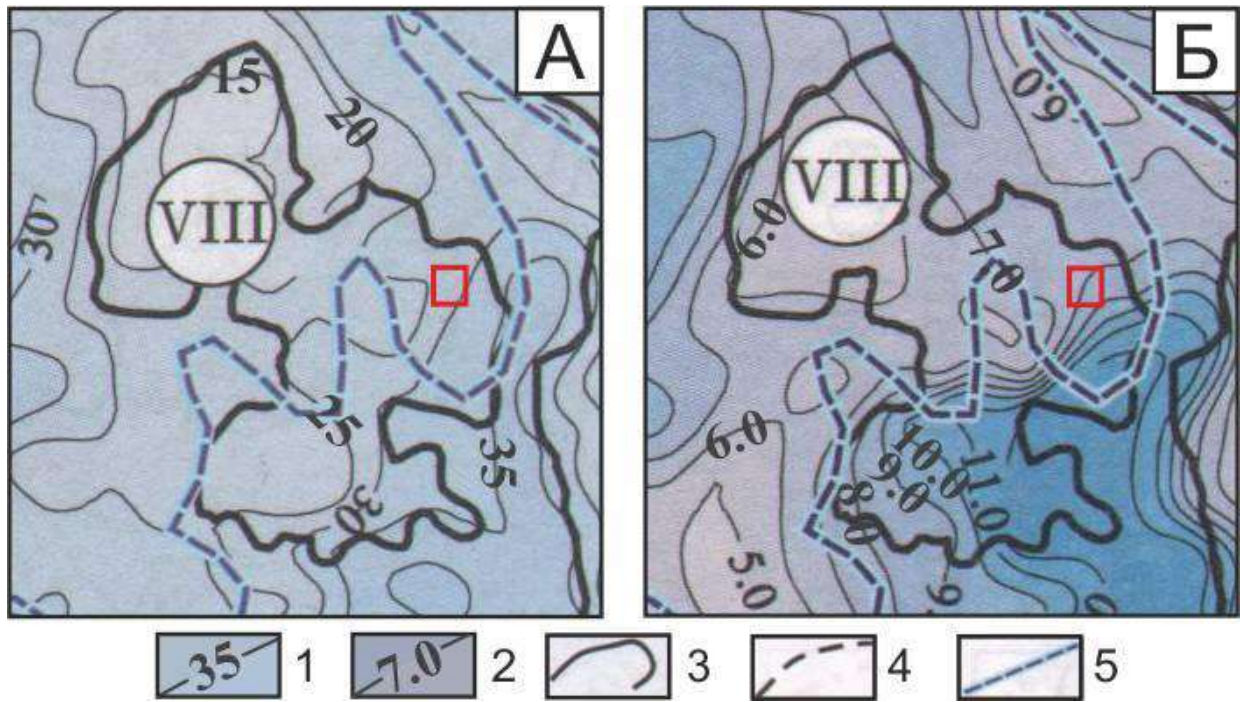


Рисунок 10 – Карты толщин волжских отложений (А) и содержания органического вещества в волжских отложениях (Б) на территории Рыбального месторождения по [4]: 1 – изопакиты волжских отложений, м; 2 – изолинии Сорг, %; 3 – контуры крупных положительных структур; 4 – граница распространения юры; 5 – граница «переходной зоны» (положение месторождения показано красным прямоугольником)

Предполагаемое распространение залежи на северном мысе структуры при бурении скважины 407 не подтвердилось. Керн, поднятый из интервала пласта Ю₁¹, был с запахом нефти, однако при испытании притока не получено. По геофизическим данным пласт характеризуется как слабопроницаемый. Все вышеперечисленное дает основание для изучения распространения залежи в пласте Ю₁¹ в западном направлении с целью прироста запасов категории С₂ и перевода их в дальнейшем в категорию С₁.

Для уточнения положения ВНК на западном пологом склоне поднятия по методике В.П. Савченко [5] рекомендуется заложить бурение разведочной скважины на расстоянии 2, 5 км в западном направлении от скважины-первооткрывательницы № 405 (рис. 11).

Проект предусматривает вскрытие палеозойских отложений на 100 м в связи с установленной нефтегазоносностью доюрского резервуара на близлежащих месторождениях Лугинецко-Останинской группы. Забой скважины по проекту будет находиться на глубине 2735 м (рис. 12).

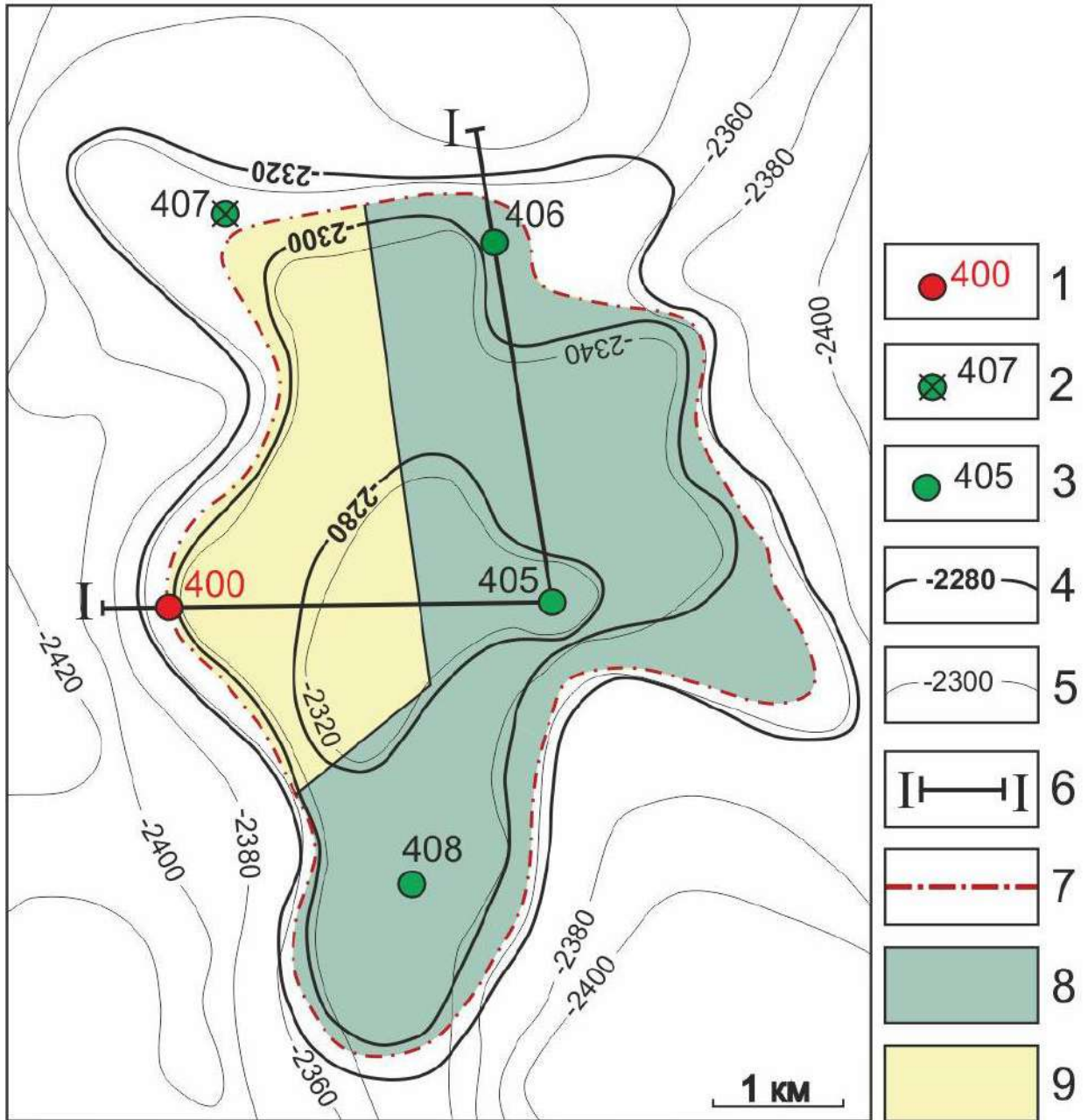


Рисунок 11 – Положение проектной скважины № 400 на структурной карте [57] с дополнениями: 1 – проектная скважина; 2 - ранее пробуренные скважины; 3 – изогипсы отражающего горизонта Па (подшва баженовской свиты); 4 – изогипсы кровли пласта по данным бурения; 5 – линия геологического разреза; 6 – внешний контур нефтеносности; 7 – запасы нефти категории С₁; 8 – запасы нефти категории С₂

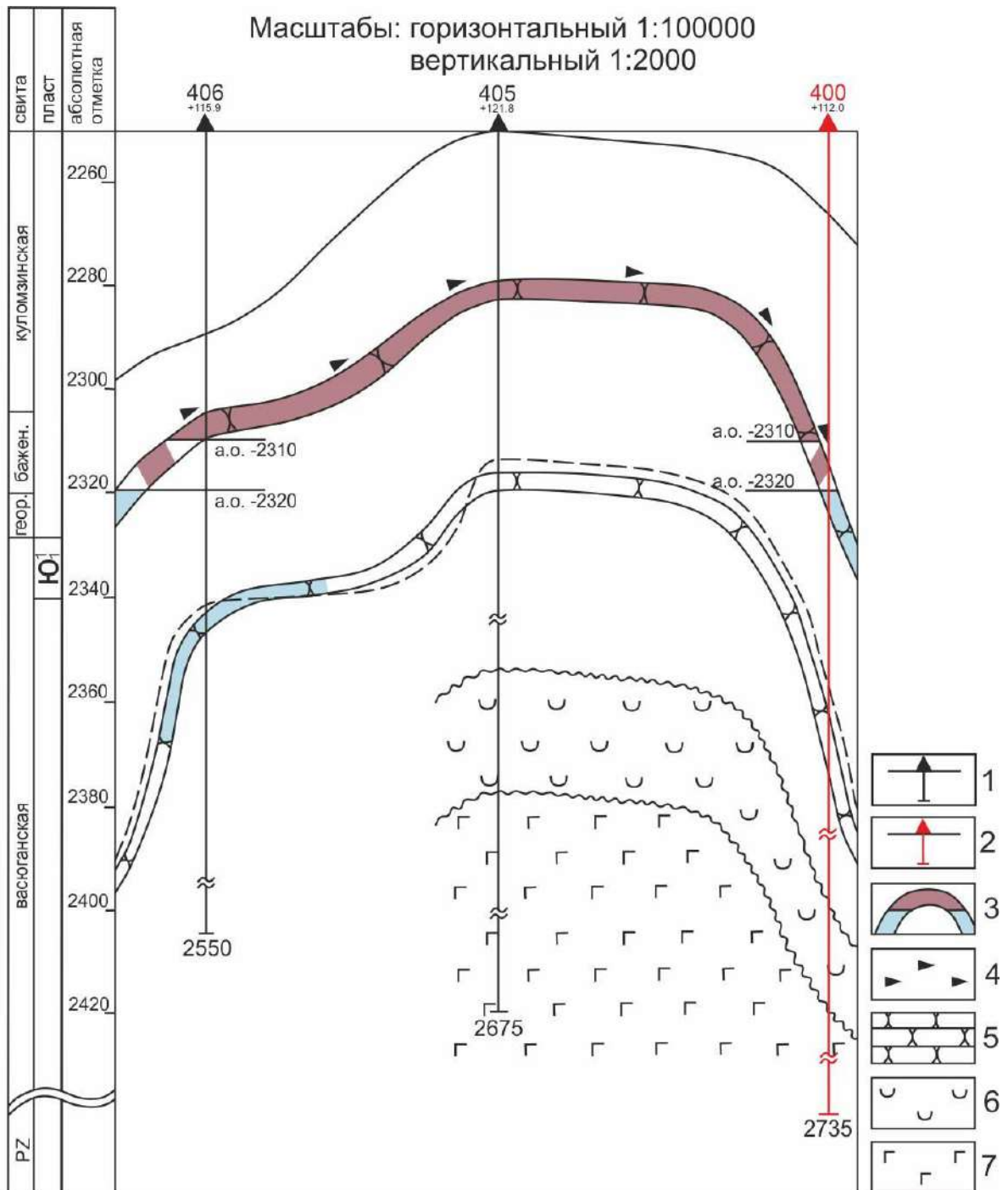


Рисунок 12 – Положение проектной скважины № 400 на геологическом разрезе I-I:
1 – скважины, пробуренные в плоскости разреза; 2 – проектная скважина; 3 – нефтяная залежь; 4 – аргиллиты баженовской свиты; 5 – песчаники; 6 – кора выветривания; 7 – эффузивы

Проектная стратиграфическая разбивка разреза разведочной скважины 400 на Рыбальном месторождении представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Проектная стратиграфическая разбивка в скважине Рыбальная 400

Свита, возраст	Кровля свиты, м
Четвертичные отложения	0
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	40
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	165
Люлинворская свита, эоцен	215
Талицкая свита, палеоцен	295
Ганькинская свита, даний, маастрихт	300
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	375
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	445
Кузнецовская свита, турон	560
Покурская свита, сеноман+альб+апт	645
Киялинская свита, готерив+баррем	1495
Тарская свита, валанжин	2075
Куломзинская свита, валанжин	2155
Баженовская свита, титонский	2370
Георгиевская свита, кимеридж	2405
Васюганская свита, келловей+оксфорд	2410
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2465
Кора выветривания	2485
Палеозой	2635
Забой скважины	2735

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Построение физико-геологической модели объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте исследования и выбрать оптимальный комплекс методов ГИС для наиболее полного решения поставленных задач.

ФГМ построена по результатам интерпретации данных ГИС скважины № 405 Рыбального месторождения (рис. 13) для основного перспективного пласта $Ю_1^1$, в котором получен промышленный приток УВ.

По данным ГИС песчаники, слагающие пласт $Ю_1^1$, отмечаются отрицательными приращениями по кривой ПС (линия песков). По кривой ГК (метод глинистости) коллекторам соответствуют низкие значения радиоактивности. Также, пласты выделяются по повышенным значениям УЭС (высокая проводимость на кривой ИК) и прямому расхождению показаний микрозондов (МПЗ больше МГЗ).

Глинистые пласты в разрезе выделяются по максимальным значениям на кривой ПС (линия глин) и ГК.

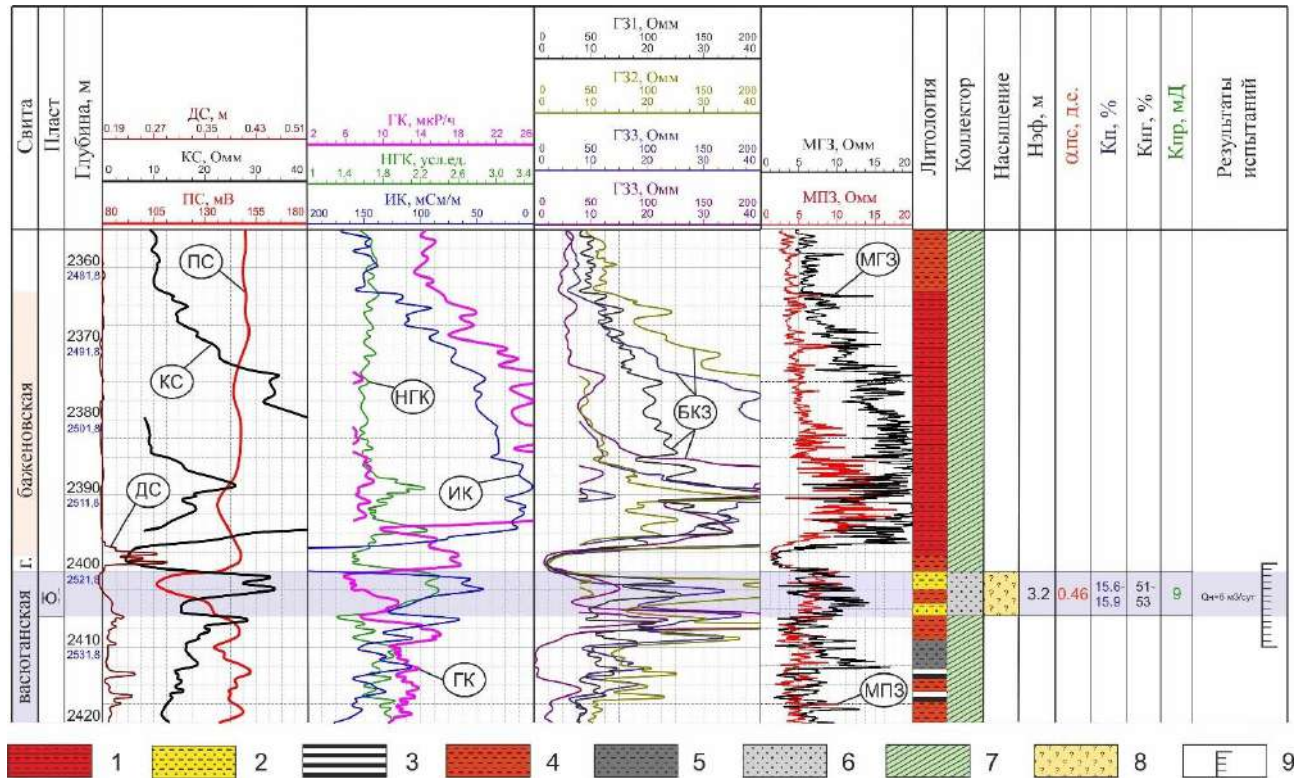


Рисунок 13 – Физико-геологическая модель для пласта-коллектора Ю₁¹ васюганской свиты в разрезе скважины №405: 1 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты, 2 – песчаник, 3 – уголь, 4 – глина, 5 – уплотненный песчаник, 6 коллектор, 7 – неколлектор, 8 – насыщение «неясно», 9 – интервал опробования (перфорации)

Битуминозные аргиллиты баженовской свиты отмечаются в разрезе аномально высокими значениями УЭС и радиоактивности.

Угольные пласты выделяются по повышенным значениям сопротивления. На показаниях кавернометрии выделяются по увеличению диаметра скважины (каверны) и по низким значениям ГК и НГК.

Уплотненные песчаники выделяется по высоким значениям УЭС, проводимости и НГК, а также пониженными значениями ГК.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На основе построенной ФГМ, учитывая поставленные геологические задачи, в проектной скважине проектируется следующий комплекс ГМИС.

Для литологического расчленения и корреляции разрезов основными ГМИС являются: ПС, КС и ГК; в качестве дополнительных методов предлагаются МКЗ, НГК, АК, ДС.

Для выделения высокопористых и проницаемых пород – коллекторов с наибольшей точностью применяется геофизический комплекс методов исследования скважин: ПС, ДС, ГК, БК + МБК, БКЗ и АК.

Для определения ФЕС коллектора применяются следующие ГМИС: ПС, ГК, НГК, АК.

Для определения характера насыщения коллекторов осуществляется методами БК, ИК, АК.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС) основан на исследованиях естественного стационарного поля в скважинах, которое появляется при протекании электрохимических процессов как между пластами, так и на границе порода-скважина, что обусловлено различиями состава пород, а также БР и пластовой жидкости.

Метод основан на трех физико-химических процессах:

- диффузией солей из пластовых вод в промывочную жидкость и наоборот, а также адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц горных пород;
- фильтрацией жидкости из ствола в породы и наоборот;
- ОВР на контакте ГП с промывочной жидкостью [6].

Первый процесс приносит наибольший вклад в изменения естественной электрохимической активности в скважине.

По кривым ПС легко выделяются чистые песчаники (максимальные отрицательные аномалии $U_{пс}$), а также глины (по положительным аномалиям). Аналогично чистым песчаникам в разрезе по кривым ПС выглядят карбонатные и гидрохимические осадки.

Гамма каротаж (ГК) – метод основывается на измерении естественного гамма-излучения пород в стволе скважины, которое возникает из-за содержания в ГП определенного количества радиоактивных элементов. Наибольший вклад в радиоактивность пород вносят следующие элементы: уран ($^{238}_{92}U$) и образующийся из него радий ($^{226}_{88}Ra$), а также торий ($^{232}_{90}Th$) и калий ($^{40}_{19}K$). Измерения естественной радиоактивности осуществляются за счет регистрации геофизическим прибором, опущенным в ствол скважины, появляющейся из-за самопроизвольного распада радиоактивных элементов и измерении интенсивности их гамма-излучения. Магматические породы как правило имеют максимальную естественную радиоактивность, осадочные породы, наоборот, отмечаются низкими значениями радиоактивности. Промежуточные значения между осадочными и магматическими порода по величине радиоактивности занимают метаморфические ГП.

Магматические породы также могут иметь различную естественную радиоактивность в зависимости от содержания в них кремнекислоты. Величина интенсивности гамма-излучения в них закономерно увеличивается от ультраосновных к кислым ГП.

Радиоактивность садочных ГП в свою очередь зависит от основных породообразующих минералов. Глинистые породы как правило обладают максимальной интенсивностью гамма-излучения, а песчаники, доломиты и известняки – минимальной радиоактивностью [6].

Кавернометрия – метод позволяет определить фактический диаметр скважины на всем промежутке каротажа и выделить участки отклонений значений от величины номинального диаметра $d_{ном}$. Считается, что диаметр скважины увеличивается в местах появления каверн. Самые крупные каверны при бурении образуются в интервалах хрупких углистых пластов. Также, увеличение диаметра скважины характерно в интервалах залегания глинистых пластов [6].

Метод АК – основан на изучении упругих свойств ГП по данным о распространении в них упругих продольных и поперечных волн. По результатам каротажа (характеристикам полученных продольных и поперечных волн) определяют скорость распространения упругих волн в ГП и поглощающие свойства исследуемой среды. Скорость распространения упругих волн в породах зависит от их состава и формы порового пространства: максимальная скорость распространения в наиболее плотных и менее пористых породах – плотных песчаниках, доломитах и известняках, минимальная – в глинах. Аналогично, от плотности зависит скорость распространения волн и во флюидах. Скорость растет в следующей последовательности: воздух → нефть → вода пресная → вода минерализованная [6].

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 [6].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – сущность метода состоит в измерении ρ_k однотипными зондами разной длины: 1) А0.4М0.1N; 2) А1.0М0.1N; 3) А2.0М0.5N; 4) А4.0М0.5N; 5) А8.0М1.0N [7].

Метод микрозондирования (МКЗ) – осуществляет двумя зондами небольшой длины (градиент-микрозонд А0,025М0,025N, потенциал-микрозонд А0,05М) с целью детального исследования ρ_k в прискважинной части разреза (глубина исследования МГЗ –

3,75 см, МПЗ – в 2-2,5 раза больше). Данный метод позволяет точно определить интервалы коллекторов в стволе скважины, т.к. в них образуется глинистая корка ($МПЗ > МГЗ$). В интервалах каверн, метод измеряет ρ_k промывочной жидкости [8].

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

Индукционный каротаж (ИК) – используется при исследованиях вторичного электромагнитного поля среды, образующегося за счет вихревых токов, созданных катушкой от генератора переменного тока в открытом стволе скважины. Метод позволяет определить $\sigma_{эф}$, которая в свою очередь зависит от проводимостей пласта, плотности промывочной жидкости, глубины проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, длины и конструкции зонда. а также от диаметра скважины и мощности самого пласта. По диаграммам индукционного каротажа более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов малого сопротивления [6].

Микробоковой каротаж (МБК). Интерпретация диаграмм по данному методу заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта.

Нейтронный гамма каротаж (НГК) – в отличие от ГК измеряет интенсивность гамма-поля, которое появилось за счет поглощения породами тепловых нейтронов, испускаемых и регистрируемых скважинным прибором.

Нейтроны, попадая в пространство ГП, сначала замедляются до тепловых. Замедление нейтронов зависит от содержания в породах. Водород является аномальным замедлителем нейтроном из-за того, что они имеют практически одинаковую массу, однако радиус захвата у него минимален. Как известно, натрий и хлор имеют наибольшие диаметры захвата и являются аномальными поглотителями нейтронов. При захвате одного нейтрона они испускают 3,09 и 2,36 гамма-квантов, соответственно [6].

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт) – в ходе каротажа регистрируется плотность тепловых нейтронов. Метод позволяет определить водородосодержание пород по коэффициенту диффузии и длине замедления, а также о содержании в ГП элементов с аномально высоким сечением захвата нейтронов, используя их среднее время жизни. Метод широко используется для расчленения разреза, определения ФЕС и характера насыщения, уровня ГНК и ГВК.

Инклинометрия – является одним из методов изучения технического состояния скважины. По данным инклинометрии определяется угол отклонения оси скважины (между осью скважины и вертикалью) и азимут искривления ствола скважины по сравнению с устьем. Данные инклинометрии позволяют более точно определять истинные глубины

залегания продуктивных пластов, а также забоя, что в последующем дает возможность для более точных расчетов мощностей пластов. Учитывая данные инклинометрии можно избежать осложнений при спуске бурового и геофизического оборудования в скважину – избежать прихвата инструмента в местах сильных искривлений [6].

Резистивиметрия – метод используется для изучения УЭС, заполняющей скважинное пространство ПЖ.

Газовый каротаж – метод ГТИ скважин, основанный на измерении покомпонентного содержания газа, поступающего в БР при бурении, и определения интервалов газопроявлений. Чем больше содержание тяжелых углеводородных компонент, тем больше вероятность, что в текущем интервале содержится нефть [7].

Акустическая цементометрия (АКЦ) – метод основывается на изучении амплитуды преломленной продольной волны, которая прошла по обсадной колонне, а также времени ее распространения.

Плотностная цементометрия (ГТК-Ц) – метод основан на различии плотности цементного камня и ПЖ. В процессе каротажа регистрируется рассеянное гамма-излучение при прохождении испускаемых прибором гамма-квантов через исследуемое затрубное пространство. Интенсивность вторичного (регистрируемого) гамма-излучения находится в обратной зависимости от плотности [6].

Таким образом, в скважине № 400 Рыбального месторождения проектируется следующий комплекс геофизических исследований в открытом стволе (табл. 8).

Таблица 8 – Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач в проектной скважине № 400

№	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований, м
1	<i>Каротаж в кондукторе в открытом стволе</i>		
	Стандартный каротаж (зондами А2.0М0.5N, N0.5M2.0A, N6.0M0.5A), ПС	1:500	0-600
	Кавернометрия		
	Инклинометрия	ч/з 25 м	
	Газовый каротаж	1:500	
2	<i>Каротаж в кондукторе в закрытом стволе</i>		
	АКЦ	1:200	0-600
	Плотностная цементометрия (СГДТ-П)	1:500	
3	<i>Промежуточный (привязочный) комплекс</i>		
	Стандартный каротаж (зондами А2.0М0.5N, N0.5M2.0A, N6.0M0.5A), ПС	1:500	550-2340
	ГК	1:200	
	Кавернометрия	1:500	
	Инклинометрия	ч/з 25 м	

Продолжение таблицы 8

4	<i>Каротаж в продуктивной части разреза</i>		
	Стандартный каротаж (зондами А2.0М0.5N, N0.5M2.0A, N6.0M0.5A), ПС	1:500	550-2735
	БК	1:200	
	БКЗ (зондами А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N)		
	ИК		
	МБК		
	РК (ГК+НГК)		
	РК (ГК+ННКт)		
	АК		
	Кавернометрия		
	Микрозондирование		
	Резистивиметрия		
	Инклинометрия		
Газовый каротаж	1:200		
5	<i>Заключительный каротаж в закрытом стволе</i>		
	ГК	1:500	550-2735
	АКЦ	1:200	2310-2735
	Плотностная цементометрия (СГДТ-П)		0-2735
	Термометрия		

5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

5.1 Методика проектных работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ. В проектной скважине работы проводятся по технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых месторождениях РД 153-39.0-072-01 [9].

Технология проведения геофизических исследований в скважинах на объекте работ сводятся к следующему:

- первичные, периодические и полевые калибровки скважинных приборов, а также стандартизацию применяемых однотипных комплектов аппаратуры;
- подготовительные работы на базе каротажного отряда и непосредственно на скважине;
- геофизические исследования в скважинах;
- первичное редактирование данных ГМИС, контроль их качества;
- сдача-приемка полевых материалов в камеральную группу геофизической партии.

Все виды каротажных работ выполнялись в соответствии с «Инструкцией по проведению геофизических исследований рудных скважин», утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 06.12.2000 г, инструкциями

заводов-разработчиков аппаратуры и другими руководящими дополнениями к данным инструкциям.

К полевым измерениям в скважинах допускалась аппаратура и скважинные приборы, прошедшие все необходимые метрологические поверки в соответствии с действующими ГОСТами и другими руководящими документами по проведению различных видов каротажа. Вся скважинная геофизическая аппаратура, полевые калибровочные устройства (ПКУ), используемые при проведении работ, прошли метрологическую экспертизу в центре метрологии и стандартизации геофизических технологий. В сертификатах указаны условия и результаты калибровки.

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

Каротажная партия (отряда) на базе геофизического предприятия получает наряд-заказ на геофизические исследования и работы, форма и содержание которого согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем. Далее партия получает скважинные приборы, расходные детали, материалы и источники радиоактивных излучений. Они должны записать файлы периодических калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) проверяет подготовленность бурящейся либо действующей скважины к исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для проведения ГИС и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований и работ, также проверяет правильность задания, указанного в наряд-заказе, и при необходимости уточняет его с представителем недропользователя. Партия устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья, лабораторию в 5-10 м от подъемника и выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями. Также партия подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору автономной силовой установки, перевозимой подъемником.

Каротажная партия сматывает с барабана лебедки вручную или с помощью привода лебедки, заводит кабель в направляющий и подвесной ролики (блок-баланс) и устанавливает последние на свои штатные места, крепит направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, устанавливает на направляющем ролике (блоке) датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника.

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

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) выполняется пятью градиент-зондами разной длины (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N).

Стандартный каротаж выполняется тремя зондами (А2.0М0.5N, N0.5М2.0А, N6.0М0.5А) в комплексе с кривой ПС. Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Ом*м/см; ПС- 12,5 мВ/см.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) пятью градиент-зондами разной длины (А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N). Масштаб записи кривых КС – 2,5 Ом*м/см.

Индукционный метод (ИК). Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/ч.

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

Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М (рис. 14, табл. 9) предназначен для измерения ρ_k горных пород зондами БКЗ, ПЗ, зондом трехэлектродного БК, ПС, ρ_k промывочной жидкости (резистивиметрия), кажущегося удельного электрической проводимости горных пород зондом ИК.

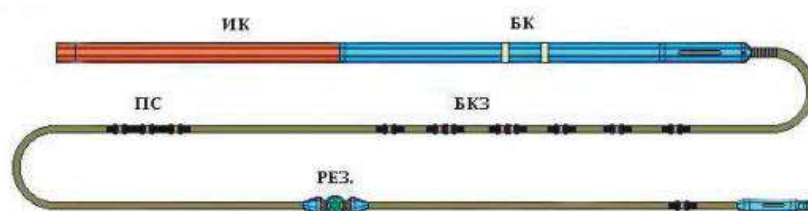


Рисунок 14 – Прибор К1А-723-М

Область применения – геофизическое исследование скважин, бурящихся на нефть и газ.

Таблица 9 – Характеристика прибора К1А-723-М

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры: диаметр длина электронного блока длина гибкого зонда	75 мм 3900 мм 17000 мм
Масса, не более	80 кг

Микрозондирование (МКЗ). В эксплуатационных скважинах микрозондирование выполняется при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 150. Запись будет проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,5 Ом/см. Применяется аппаратура МК-ГМ.

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

Кавернометрия (КВ). Запись КВ проводится в скважинах с углами наклона ствола в интервале детальных исследований, не превышающих 150. Масштаб записи 2см/см.

Прибор микрометодов и микробокового каротажа МК-ГМ (рис. 15, табл. 10) предназначен для измерения электрического сопротивления ГП зондами МБК и МКЗ, а также диаметра скважины ДС.

Применяются для исследования не обсаженных скважин диаметром от 160 до 400 мм, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Измерительные зонды микрокаротажа и бокового микрокаротажа размещены на двух башмачках, прижимаемых к стенке скважины управляемой рычажной системой.

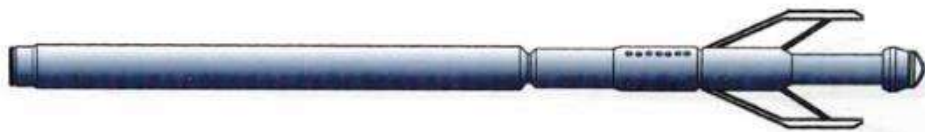


Рисунок 15 – Прибор МК-ГМ

Таблица 10 – Характеристика прибора МК-ГМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø90x4650

Радиометрические исследования включают *гамма-метод (ГК) и нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННКт)*. Запись кривых этой модификации РК проводится аппаратурой СРК-73.

Аппаратура СРК-73 (рис. 16, табл. 11) предназначен для исследования скважин с диаметром 110-350 мм методом двухзондового ННКт и ГК естественной активности горных пород. Модуль обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водяной основе с содержанием NaCl до 300 г/л. В состав модуля входит локатор муфт, предназначенный для индикации обсадной колонны.



Рисунок 16 – Прибор СРК-73

Таблица 11 – Характеристика прибора СРК-73

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø76x3300
Масса, не более	70 кг

Для РК (*НГК+ГК*) будет применяться прибор АРК-73.

АРК-73 (табл. 12) применяется для записи РК (*ГК+НГК*) в открытом стволе нефтегазовых скважин с масштабом записи кривых НГК – 0,2 у.е./см, ГК – 0,5 мкр/ч/см. Скорость записи – 160 м/ч.

Таблица 12 – Технические характеристики прибора АРК-73

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	60 кг

Условия эксплуатации: Максимальная рабочая температура – 120°С. Максимальное рабочее давление – 60 МПа. Габаритные размеры: - диаметр охрannого кожуха не более 73 мм; - длина модуля не более - 3500 мм; Масса не более 60 кг.

Акустический каротаж (АК) будет выполняться скважинным прибором акустического каротажа АК-73ПМ. Скорость регистрации примерно составит 1200-1500 м/ч.

Скважинный прибор акустического каротажа АК-73ПМ (рис. 17, табл. 13) предназначен для измерения параметров распространения упругих колебаний: волны по

обсадной колонне, продольной и поперечной волн по породе в скважинах обсаженных и с открытым стволом, заполненных жидкостью на водяной или нефтяной основе и имеющий диаметр от 100 до 300 мм.



Рисунок 17 – Прибор АК-73ПМ

Таблица 13 – Характеристика прибора АК-73ПМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø73x4400
Масса, не более	80 кг

Инклинометрия проводится прибором ИГН-73-100/80 с шагом измерения 25 м.

Инклинометр ИГН-73-100/80 (рис. 18, табл. 14) является самонаводящей на географический меридиан программно-управляемой системой, предназначенной для определения траектории скважины в непрерывном автоматическом режиме в процессе измерения с регистрацией глубины скважины, азимута, зенитного угла, а также угла поворота отклонителя.



Рисунок 18 – Прибор ИГН-73-100/80

Таблица 14 – Характеристики прибора ИГН-73-100/80

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	55 кг

Термометрия, резистивиметрия и ГК при заключительном каротаже осуществляются прибором ТРГК.

Скважинный цифровой прибор ТРГК (рис. 19, табл. 15) предназначен для измерения температуры, удельной электрической проводимости скважинной жидкости и

интегральной гамма-активности пород с целью литологического расчленения, выделения интервалов повышенных концентраций естественно радиоактивных элементов.

Таблица 15 – Эксплуатационные параметры комплексного прибора ТРГК

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 48 мм * 1200 мм
Масса прибора, не более	8 кг



Рисунок 19 – Прибор ТРГК

ГМц проводят прибором СГДТ-П.

Комплексный прибор СГДТ-П (рис. 20, табл. 16) применяется в обсаженных скважинах, заполненных любым типом раствора (при условии, что различия в плотностях цементной смеси и ПЖ составляет не менее 0,3 г/см³).

Таблица 16 – Технические характеристики прибора СГДТ-П

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 110 мм * 2500 мм
Масса прибора, не более	95 кг



Рисунок 20 – Прибор СГДТ-П

АКЦ проводят прибором цементомером АКЦ-НВ.

Геофизический прибор АКЦ-НВ (рис. 21, табл. 17) предназначен для возбуждения и регистрации акустических волновых полей с целью определения их кинематических и динамических параметров с помощью трехэлементного акустического зонда.

Таблица 17 – Технические характеристики прибора СГДТ-П

Предельное гидростатическое давление	130 МПа
Максимальная рабочая температура	175°С
Габаритные размеры	Ø 75 мм * 3900 мм
Масса прибора, не более	60 кг

Область применения – оценка качества цементирования обсадных колонн обсаженных нефтяных и газовых скважинах диаметром



Рисунок 21 – Прибор АКЦ-НВ

Для приема и обработки информационных, аналоговых и цифровых сигналов применяют геофизическую станцию КЕДР-02 (рис. 22), 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.



Рисунок 22 – Каротажная станция «Кедр-02»

КЕДР-02 включает в себя: геофизический блок (БГФ), блок коммутации (БК), плоттер (ПЛ02), универсальный источник питания (УИП), источник бесперебойного питания (ИБП).

5.2 Метрологические исследования

К проведению скважинных исследований допускаются только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку. Метрология каротажных работ

осуществлялась на основе действующих ГОСТов, стандартов и иных нормативно-технических документов.

Метрологическое обеспечение ГИС включает два этапа:

- а) метрологическое обеспечение средств измерений (СИ), т.е. скважинной и наземной аппаратуры, геофизических лабораторий, петрофизических приборов;
- б) процесс измерения – в скважине, петрофизической лаборатории, интерпретационной партии.

Подготовка аппаратуры к эксплуатации состоит из внешнего осмотра, градуировки и поверки. Метрологическая поверка может быть выполнена только с помощью аттестованных моделей пластов или стандартных образцов. Калибровка приборов и оборудования выполняется с помощью специальных образцовых технических средств, которые указаны в инструкциях по их эксплуатации (раздел «методика калибровки»), в соответствии с типом приборов и настоящими требованиями стандартов. Периодичность калибровок также указывается в инструкциях. Обычно калибровки проводятся как минимум один раз в три месяца, а также обязательно перед вводом в эксплуатацию и после каждого ремонта. Периодическую калибровку выполняют с использованием калибровочных установок и оборудования, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудования [9].

Все калибровочные установки и оборудование своевременно проходит метрологическую аттестацию либо государственную проверку.

Основной целью метрологического обеспечения ГМИС является улучшение качества, а, следовательно, и достоверности геофизической информации, путем увеличения точности показаний приборов.

5.3 Интерпретация геофизических данных

5.3.1 Обработка данных

Первичное редактирование данных осуществляется непосредственно на скважине и включает в себя [9]: глубинную увязку по разным СПО; увязку магнитных и электронных меток одной СПО; сопоставление точек записи приборов по глубине; выбор масштаба записи кривых; формирование для каждого метода единого файла.

Получение твердой копии на скважине. Содержание твердой копии первичных данных должно полностью отражать файл недропользователя.

Для обеспечения единых форматов представления данных каротажные кривые выводят на экран монитора, рулонную бумагу шириной 22 см или на стандартные листы писчей бумаги формата А4 в треках, рекомендованных международным стандартом API.

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

Архивация первичных материалов. Архивацию первичных материалов ГИС ведут с целью постоянного хранения первичной информации о недрах и обеспечения возможности ее последующей переобработки с использованием новых методических и программных средств и извлечения дополнительной, ранее не полученной информации. Основные требования к архивации: полнота архивируемых материалов, исключение утраты материалов и несанкционированного доступа к ним. Форма хранения информации – файлы и твердые копии в двух экземплярах, размещенные на разных носителях. Одна из твердых копий должна быть выполнена на непerezаписываемом носителе.

Камеральная обработка данных геофизических исследований и интерпретация результатов выполняются в нескольких этапах. После сдачи полевого материала в камеральную группу, в первую очередь результаты ГИС подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Качество измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак». *Хорошее качество:* результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящей инструкции [9]. *Удовлетворительное качество:* результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей. Записи имеют дефекты, включающие в себя: отсутствие своевременных калибровок или повторных записей; разрывы в записях, а также отсутствие глубинных меток (допустимо до 20%). Все это с учетом возможности оценки погрешности измерений иными путями, а также при том, что данные дефекты не повлияют на выдачу заключения. Для данных БКЗ имеют место следующие дефекты – отклонение показаний одного из зондов длиной более 0,6 м и длиной от 0,4 до 0,6 м от кривой зондирования в пределах 20 и 10%, соответственно (отклонение определяется при обработке данных БКЗ в пластах толщиной более 8 м); прочие недостатки и упущения, не

исключающие возможности использования кривых для решения задач, поставленных перед данным видом исследования. *Брак*: данные записаны с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным методом. Материалы с оценкой «хорошо» и «удовлетворительно» качества обрабатывают дальше – выполняют увязку по глубинам, заполняют заголовок диаграммы.

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения:

- а) наименование геофизического треста;
- б) название предприятия бурения;
- в) название площади, номер куста и номер скважины;
- г) вид исследования;
- д) данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина);
- е) данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача;
- ж) данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации;
- з) масштабы регистрации кривых и глубин;
- и) дата измерений и фамилия начальника партии.

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

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

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

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

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

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

5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Целью оперативной интерпретации является детальное изучение разреза конкретной скважины, выделение в продуктивной части разреза коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых, смешанных), количественное определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и оценка их продуктивности (нефте- или газонасыщенности). В процессе работы применяют петрофизическое обеспечение в той стадии готовности, которая достигнута на момент бурения скважины.

Оперативная интерпретация включает четыре этапа: 1) редактирование и первичный контроль качества цифровых данных на скважине; 2) интерпретацию данных промежуточных исследований; 3) интерпретацию и окончательный контроль качества данных после заключительных исследований; 4) подготовку промежуточных (предварительных) и окончательного оперативных заключений по результатам геофизических исследований.

Сводную интерпретацию проводят при подсчете (пересчете) запасов нефти и газа месторождения или отдельной залежи. Она включает эффективные толщины, коэффициенты пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности, извлечения, положений межфлюидных контактов и их площадное распределение, что необходимо для проектирования разработки или детальной разведки месторождений. Сводную интерпретацию выполняют с использованием индивидуального для данной залежи петрофизического обеспечения [9].

5.3.2.1 Литологическое расчленение терригенного разреза

Метод ПС позволяет выделить в песчано-глинистом разрезе две группы пород. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаки $< - >$ и $< + >$ обычно расположены так, что отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо - его увеличение. В качестве условной нулевой линии для отсчёта значений потенциала ПС используют линию глин. Отклонение кривой ПС в точке измерения от линии глин называют амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации. К песчаным породам, отмечаемым отклонением кривой ПС в сторону отрицательных значений, относятся: пески, песчаники и чистые от примесей глин алевролиты. Глинистые породы - глины, глинистые сланцы и аргиллиты отмечаются положительными значениями.

Метод КС позволяет провести выделение плотных и проницаемых пластов, тем самым уточняет литологию песчано-глинистого разреза. Наиболее низкие сопротивления порядка первых ом-метров соответствуют водонасыщенным песчаникам, а при насыщении песчаных пластов нефтью или газом, их сопротивление возрастает. Плотные породы отмечаются высокими значениями сопротивления до сотен ом-метров.

Метод ИК отражает электропроводность пород, в связи с этим кривая ИК наиболее дифференцирована против пласта высокой электропроводности и сглажена против пород с низкой электропроводности. Индукционные зонды среднего размера (0,75-1 м) имеют радиус исследования, почти в 4 раза превышающий радиус обычных зондов каротажа КС, что позволяет более точно определять истинное сопротивление пород, обычно в диапазоне до 50 Ом·м.

5.3.2.2 Определение границ пластов

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

В *методе КС* на кривых, полученных последовательным градиент-зондом, границы пласта определяются: *пласт высокого удельного сопротивления*: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля – минимум ρ_k , подошва – максимум ρ_k ; *пласт низкого удельного сопротивления*: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля - максимум ρ_k , подошва - минимум ρ_k .

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

5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств

При оценке характера насыщения пластов, кроме результатов интерпретации, использовались керновые данные, а также данные испытаний в процессе бурения и в колонне. Основной геофизической характеристикой, используемой для выделения нефтегазонасыщенных пластов, является УЭС ($\rho_{пл}$). Методика выделения продуктивных коллекторов заключается в сопоставлении измеренных $\rho_{пл}$ с расчетными величинами

УЭС пласта $r_{вп}$ для условий 100% насыщенности пласта водой. В качестве границы разделения коллекторов по характеру насыщения берется значение $r_{пл}^{р}$. Расчетные значения $r_{вп}$, являются функцией от параметра пористости $Rп$ (или относительного сопротивления), определяемого петрофизической зависимостью $Kп=f(Rп)$ для изучаемого пласта.

Пористость коллекторов ($Kп$) определялась по данным ПС. При определении пористости юрских коллекторов использовались петрофизические зависимости для одноименных пластов месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

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

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($Kнг$) определялся по стандартной для Западной Сибири методике, использующей параметры пористости и насыщения. Используемая методика определения $Kнг$ включает, последовательно, определение следующих параметров: удельного электрического сопротивления пород ($r_{пл}$); параметра пористости $Rп$; удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы $r_{вп}$, исходя из данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды $r_в$; параметра насыщения $Rн$; коэффициента водонасыщенности $Kв$ и коэффициента нефтегазонасыщенности $Kнг$. Аналогично определению коэффициентов пористости и проницаемости, оценка $Kнг$ проводилась по петрофизическим зависимостям для юрских одноименных пластов Герасимовского месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

При расчетах всех геофизических параметров, характеризующих ФЕС коллекторов, учитывались термобарические условия их залегания. Данные о пластовых температурах, давлениях, а также минерализации пластовой воды взяты из результатов испытаний и анализа пластовых флюидов с учетом обобщенных данных для месторождений Томской области.

6 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ НИЖНЕЮРСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ БАКЧАРСКОЙ МЕЗОВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2035 г.» [10], в числе наиболее перспективных направлений развития, наряду с увеличением коэффициента извлечения нефти, стоит освоение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), к которым относятся месторождения с залежами в нижнеюрском и доюрском нефтегазоносном комплексе (НГК). Установленная промышленная нефтегазоносность [12] и выполненное зональное нефтегеологическое районирование [13] этих стратиграфических уровней в разрезах Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин вызывает интерес и к Бакчарской мезовпадине, расположенной юго-восточнее этих структур и имеющей схожее геологическое строение (рис. 23).

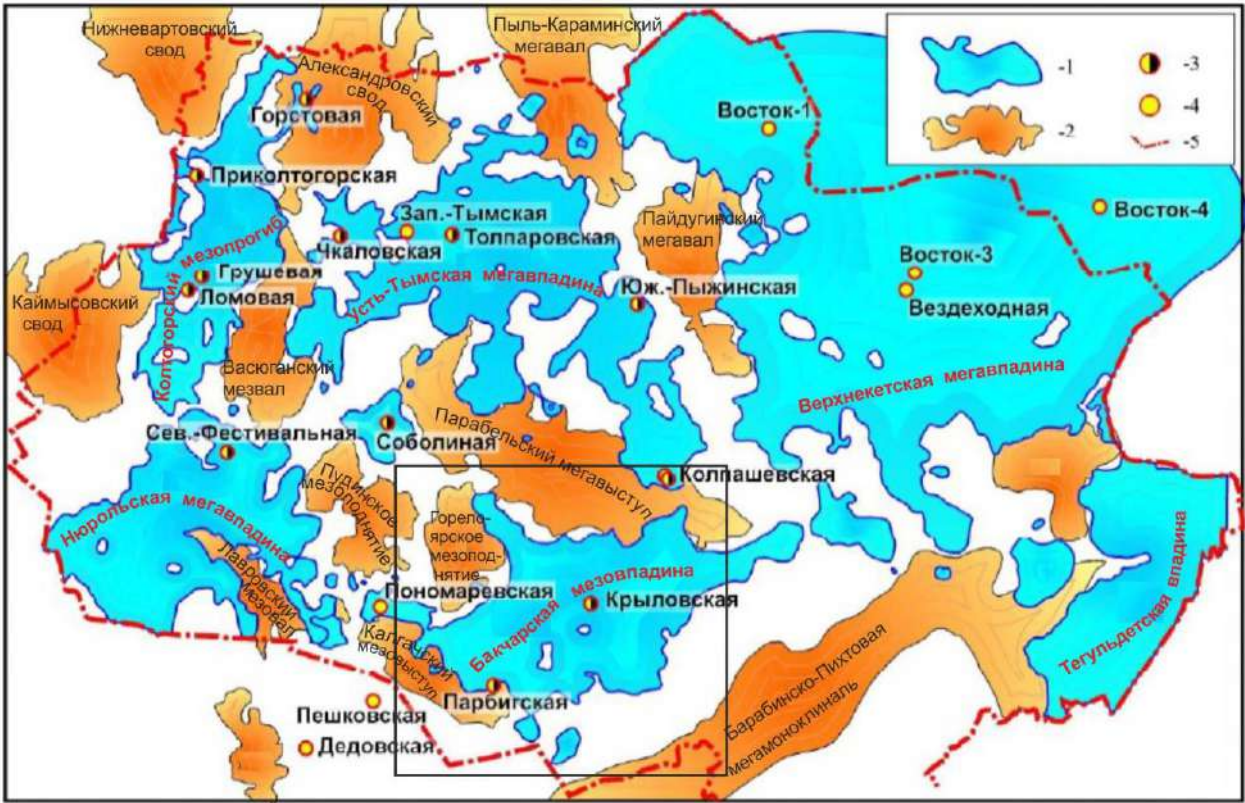


Рисунок 23 – Положение Бакчарской мезовпадины на схеме расположения областей накопления геттанг-нижнетоарских отложений [14]: 1 – отрицательная структура (область накопления тогурских отложений); 2 – положительная структура; 3 – скважина с притоком из тогурских отложений; 4 – скважина с изученным керном тогурский свиты; 5 – граница Томской области. Черным контуром показано положение территории исследования

Геологические критерии при поисках таких залежей связаны, в первую очередь, с

наличием источника УВ – нефтематеринских отложений, и присутствием в разрезе резервуаров с хорошими покрышками и коллекторами. Таким образом, Бакчарская мезовпадина представляет несомненный интерес и является перспективным объектом для проведения прогнозно-поисковых исследований.

Целью специального исследования является восстановление очагов генерации УВ в тогурской свите на все ключевые моменты геологического времени, выполнение экспресс-оценки плотности генерации УВ, распределения плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей (в усл. ед.), районирования по плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в резервуарах пластов Ю₁₅ и Ю₁₆₋₁₇ и выделение первоочередных земель для постановки последующих геолого-разведочных работ на поиски залежей на этом стратиграфическом уровне в пределах Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления.

6.1 Нефтегеологическая и геофизическая характеристика нижнеюрского разреза

Нефтематеринской для нижней юры, по мнению многих ученых [4, 15-17], является *тогурская свита (J_{1t1})* свита, формирующаяся в гипсометрически низких участках и имеющая широкое распространение на территории Бакчарской мезовпадины (рис. 24). Тогурская свита накапливается в раннетоарское время в континентальных условиях, содержит РОВ в основном гумусово-сапропелевого типа с содержанием C_{орг} до 5% [11], достигая на территории исследования по данным [4] максимальных толщин до 220 м.

Ловушки в *нижнеюрском НГК* формируются в *урманской свите (J_{1h-p})*, которая, согласно [2], формируется в геттанг-плинсбахское время. Базальный пласт Ю₁₇ нижеурманской подсвиты образуется на ограниченном пространстве в наиболее погруженных участках впадины. На территории исследования пласт вскрыт в скважинах 1 и 3 на Парбигской площади, соответственно толщиной 2 и 4 м, и в скважине Крыловская 2 толщиной 15 м. По геофизическим данным пласт заглинизирован и имеет плохие коллекторские свойства (рис. 25).

Пласт Ю₁₆, сформированный в позднем плинсбахе-раннем тоаре, распространен чуть шире базального пласта и вскрыт глубокими скважинами на Колпашевской, Крыловской, Западно-Крыловской и Парбигской структурах (табл. 17). Схема распространения (рис. 26А) построена по фактическим данным, полученным при бурении скважин. Флюидоупором для залежей является толща аргиллитов тогурской свиты (*J_{1t}*).

Выше по разрезу согласно залегает салатская свита ($J_{1t2}-J_{2a1}$), в нижней подсите которой песчаные разности образуют пласт Ю₁₅.

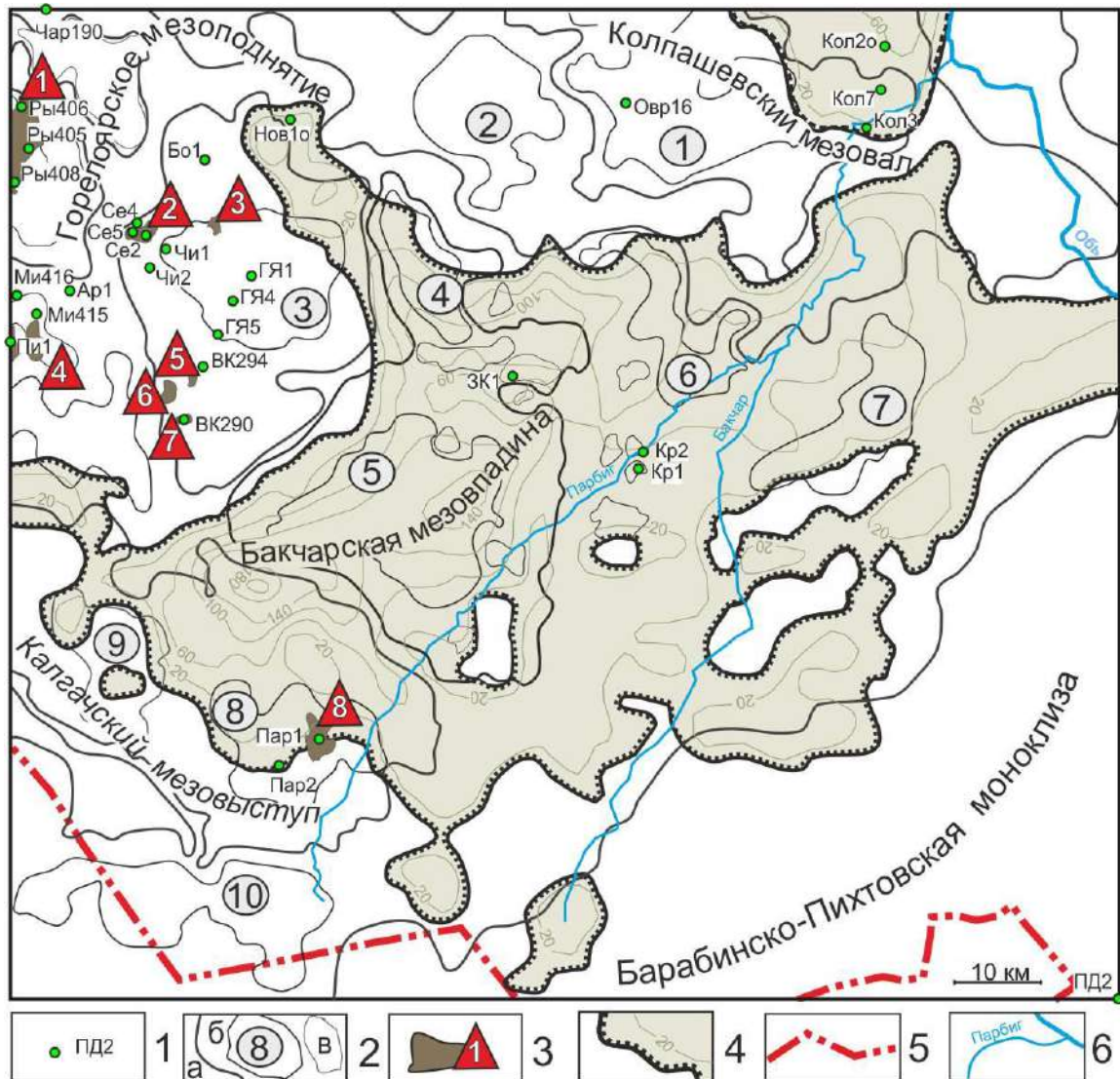


Рисунок 24 – Обзорная схема нефтегазоносности Бакcharской мезовпадины на тектонической основе [4]: 1 – скважины, используемые для палеотемпературного моделирования; тектонические элементы: а) второго порядка, б) третьего порядка и номер на схеме: 1 – Инкинское к.п., 2 – Шудельское к.п., 3 – Чинжерское к.п., 4 – Северо-Парбигский прогиб, 5 – Южно-Парбигская впадина, 6 – Восточно-Норсинский прогиб, 7 – Тигинское к.п., 8 – Олимпийское к.п., 9 – Таволгинское к.п., 10 – Южно-Калгачский вал; в) локальное поднятие; 2 – месторождения углеводородов: 1 – Рыбальное, 2 – Селимхановское, 3 – Ондатровое, 4 – Пинджинское, 5 – Восточно-Верхенкомбарское, 6 – Сатпаевское, 7 – Комбарское, 8 – Парбигское; 4 – изопахиты тогурской свиты в границах ее распространения; 5 – административная граница Томской области; 6 – речная сеть

Пласт формируется практически во всей Бакчарской мезовпадине (рис. 26Б). Максимальных толщин пласт достигает на Колпашевской и Крыловской структурах (табл. 17). Пласт характеризуется отрицательной аномалией по ПС, низкими значениями по ГМ, высокими значениями сопротивления (рис. 25). Глинистая родомская пачка верхней подбиты служит флюидоупором в этом резервуаре.

Также, сейсморазведочными работами установлено наличие ловушек на бортах Бакчарской мезовпадины, где могут скапливаться углеводороды [4].

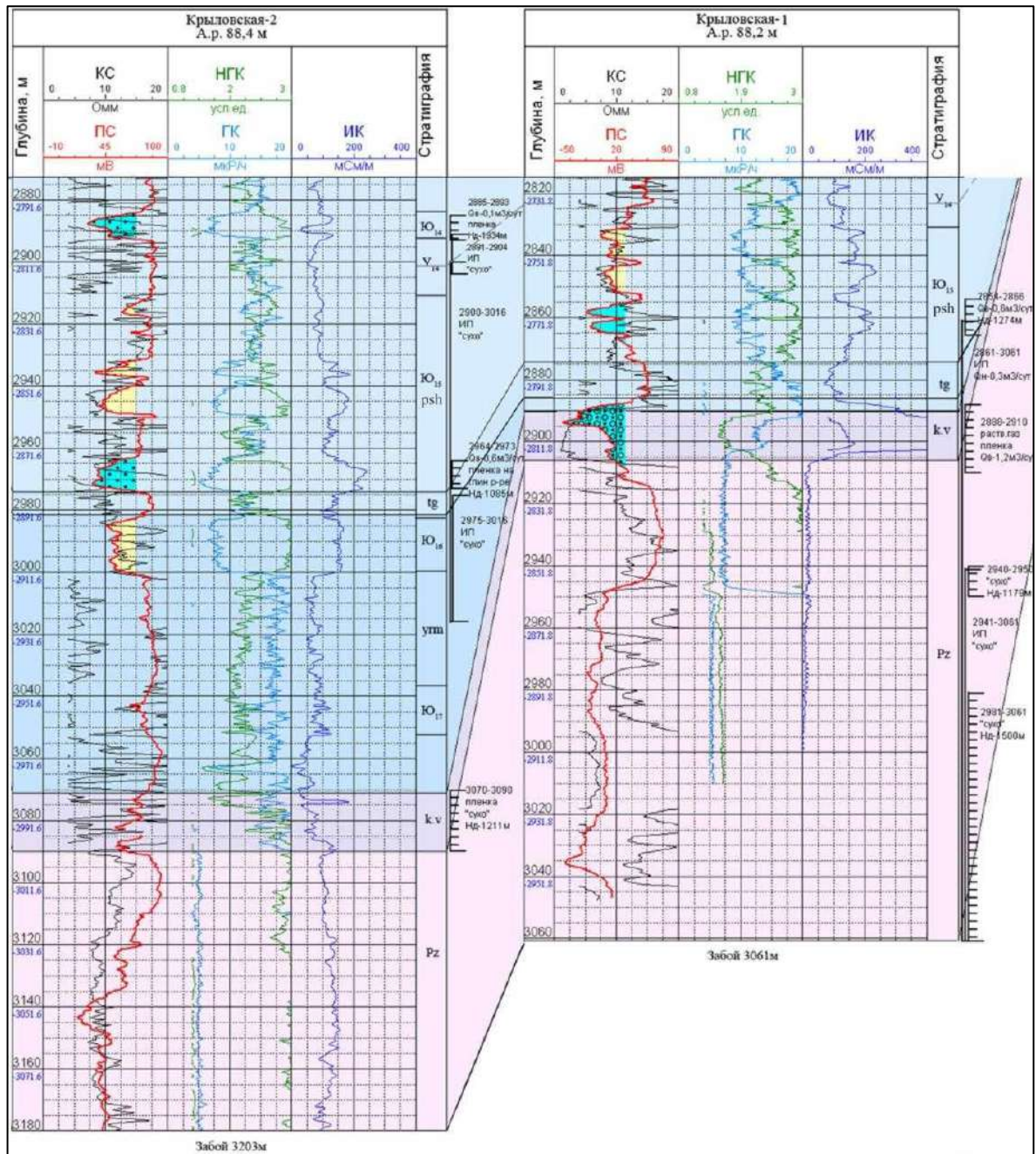


Рисунок 25 – Фрагмент корреляционной схемы нижнеюрского НГК по скважинам Крыловская 1 и Крыловская 2.

Из фондовых геолого-геофизических материалов – дел скважин, каротажных диаграмм, выбрана информация о мощности пласта Ю₁₆ пещковской свиты (табл. 18) и построена карта изопахит (рис. 26А).

Для построения схемы 26Б по пласту Ю₁₅ использованы данные мощности и границы распространения из работы А.В. Лифанова [18].

Таблица 18 – Мощности пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ нижеюрского НГК

№ п/п	Месторождение, площадь, скважина	Условный индекс скважины на рисунке 24	Толщина пласта	
			Ю ₁₅	*Ю ₁₆
1	Армическая 1	Ар1	39.4	-
2	Бакчарская 1	Бак1	-	-
3	Верхнекомбарская 292	ВК292	14.8	-
4	Верхнекомбарская 295	ВК295	65.8	-
5	Верхнекомбарская 296	ВК296	-	-
6	Верхнекомбарская 297	ВК297	-	-
7	Западно-Крыловская 1	ЗК1	54.4	8.2
7	Западно-Крыловская 2	ЗК2	39	18.6
9	Кёнгская 135	Кён135	20	-
10	Кёнгская 136	Кён136	20	-
11	Колпашевская 10	Кол10	64.8	6
12	Колпашевская 2	Кол2	-	-
13	Колпашевская 2 опорная	Кол2оп	-	-
14	Колпашевская 3	Кол3	35.4	5
15	Колпашевская 4	Кол4	-	-
16	Колпашевская 5	Кол5	-	-
17	Колпашевская 6	Кол6	17	-
18	Колпашевская 7	Кол7	32	6
19	Крыловская 1	Кр1	63	6.3
20	Крыловская 2	Кр2	68.1	12
21	Парбигская 1	Пар1	44.8	8.2
22	Парбигская 2	Пар2	18	-
23	Парбигская 3	Пар3	59	4
24	Пельгинская 1	Пел1	32.8	-
25	Поскоевская 1	Пос1	29.6	-
26	Рогалевская 142	Рог142	-	-
27	Рогалевская 143	Рог143	48	-
28	Рогалевская 145	Рог145	-	-
29	Тигинская 1	Тиг1	29.9	-

Данные по толщинам пласта Ю₁₆ изучены и сведены из первичных «дел скважин», каротажных диаграмм (материалы Гомского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

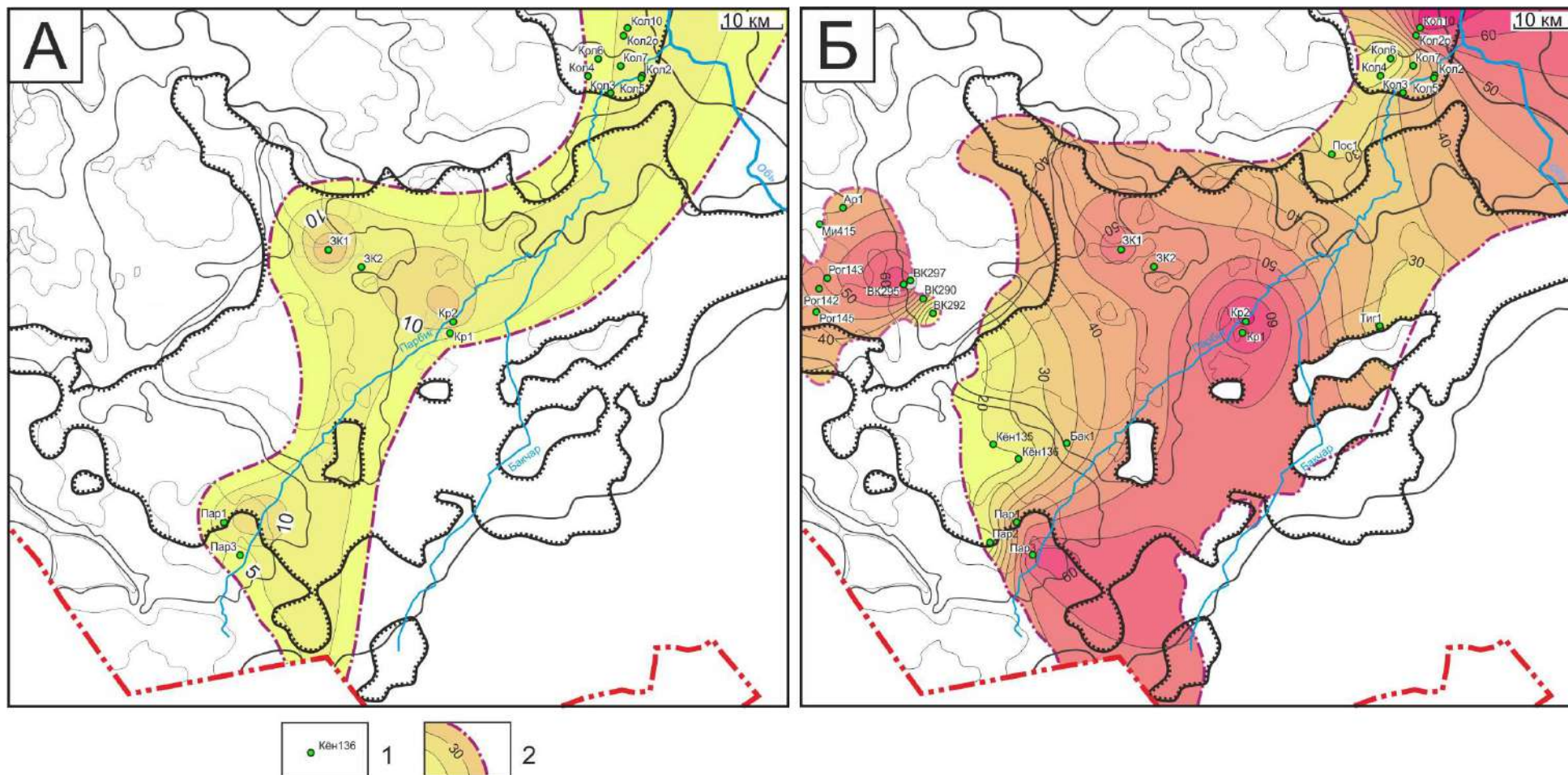


Рисунок 26 – Схематические карты изопахит пласта Ю₁₆ (А) и пласта Ю₁₅ (Б) на тектонической основе [4] с сечением 5 м: 1 – скважина, используемая для построения карты изпахит; 2 – граница распространения пласта и его мощность, м. Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 24

6.2 Методологические основы прогнозирования нефтегазоносности

В настоящих исследованиях для проведения бассейнового моделирования и картирования очагов генерации УВ используется программный пакет «ТерлоDialog» [19]. При палеотемпературном моделировании, совмещенном с палеотектоническими реконструкциями, учитывается «местный» вековой ход температур на поверхности Земли (рис. 27) [63].

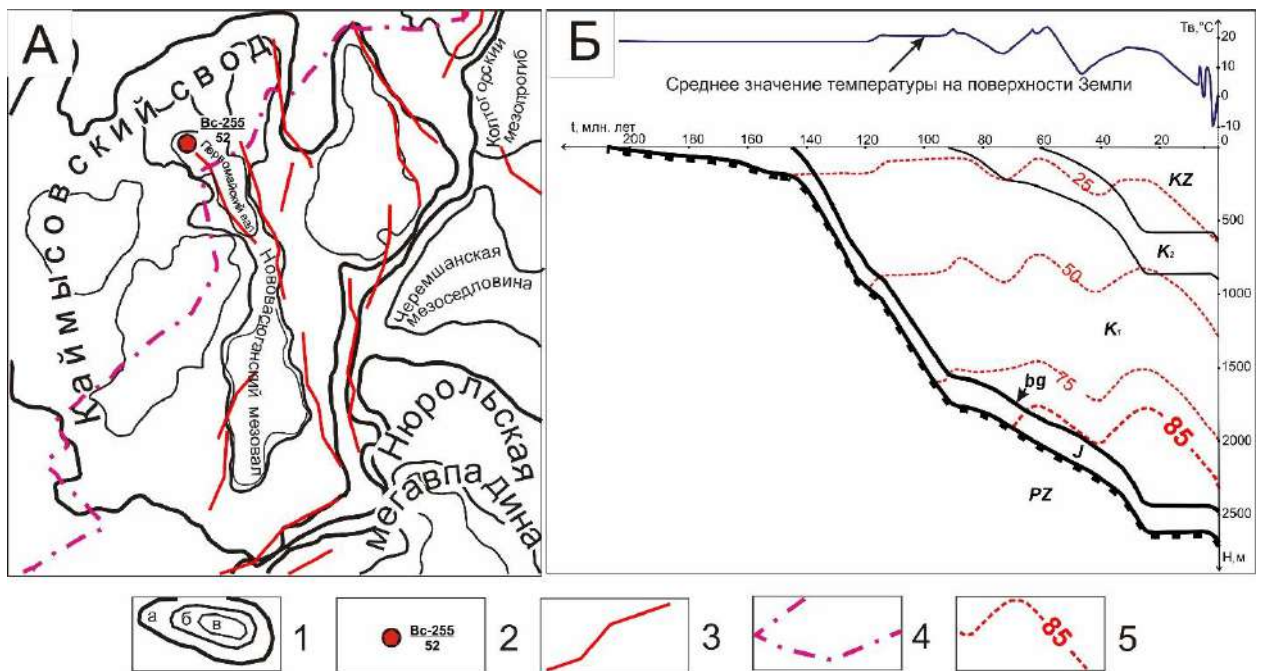


Рисунок 27 – Положение моделируемой скважины (А) на тектонической карте (на основе [4] с дополнениями), палеотектонический и палеотемпературный разрез (Б) скважины Весенняя-255 с учетом мезозойско-кайнозойского изменения поверхностной температуры Земли: 1 – положительные и отрицательные тектонические элементы: I порядка (а), II порядка (б), III порядка (в); 2 – моделируемая скважина: в числителе индекс скважины на карте, в знаменателе расчетное значение теплового потока ($\text{мВт}/\text{м}^2$); 3 – тектонические нарушения; 4 – административная граница Томской области; 6 – пороговая температура ГЗН

Палеотектонические реконструкции решают задачу восстановления палеомощностей и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы в разные моменты геологического времени. Алгоритм реконструкций основываются на «методе выравнивания профилей» (Н.Б. Нейман) [20]. Основой для реконструкций является геоплотностной разрез, для перестроения которого на момент времени t накопления любой

стратиграфической единицы используются постоянные значения плотности одновозрастных отложений.

В основе *палеотемпературного моделирования* лежит процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще [21], который описывается начально-краевой задачей для уравнения с краевыми условиями в виде верхней границы осадочной толщи и теплового потока у подошвы осадочного разреза. Первое условие учитывает «вековой ход» температур на поверхности Земли, т.е. палеоклимат, а второе отражает изменения значения глубинного теплового потока, который согласно работы [22], принимается квазипостоянным на протяжении геологического времени образования осадочного чехла. Это условие позволяет решать обратную задачу однозначно.

Основой для моделирования являются петрофизические модели, которые учитывают литологию, мощность свит h_i , время осадконакопления v_i и их теплофизические свойства -теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i и плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в осадочном разрезе. Можно учесть и денудацию слоя, которая отразится отрицательной скоростью осадконакопления.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии.

При решении обратной задачи геотермии, используются значимые замеры пластовых температур, измеренные при существенном притоке флюида в скважину, когда забойная температура приближается к значению пластовой. Палеотемпературы, пересчитанные по отражательной способности витринита (R_{vi}°), согласно методике [23], в градусы Цельсия, используются в качестве «измеренных». Геотемпературы проходят тщательный анализ и отбраковку, с диаграмм ОГГ они снимаются, по рекомендации [24], только в интервалах монотонного характера кривой.

На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждой стратиграфической единице позволяют закартировать границы очагов генерации углеводородов. Согласно шкале катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [25]: газ первой генерации – 50-90 °С (градация МК); нефть – 90-130 °С (МК₁); газ второй генерации и газоконденсата – 130-190 °С (МК₂-МК₃); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. Установлено, что для вхождения в «нефтяное окно» тогурских отложений с

РОВ террагенного типа необходимы более высокие температуры, поэтому очаги генерации оконтуриваются изотермой в 95 °С [11]. При построении карт по результатам исследования распределение параметров по территории определялось путем их интерполяции.

6.3 Палеотемпературное моделирование

Палеотемпературное моделирование выполнено для разрезов 30-ти скважин (рис. 24). Для каждой скважины подготовлена геолого-геофизическая модель, включающая геологическую информацию о возрасте, мощности слагающих разрез свит и их плотностных и теплофизических параметрах. В таблице 19 приводится послойное литостратиграфическое описание разреза скважины Крыловская 1, начиная с самых древних отложений до современных, без хронологических пропусков.

Таблица 19 – Пример параметризации осадочной толщи скважины Крыловская 1

	Мощность, м*	Возраст, млн л **	Время накопления, млн.лет	Плотность ***, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температура проводимость, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные <i>Q</i>	13	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e–007	1,1e–006
Плиоценовые <i>N₂</i>	1	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые <i>N₁</i>	1	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская <i>nk Pg₃</i>	84	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Чеганская <i>hg Pg₃₋₂</i>	30	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Люлинворская <i>ll Pg₂</i>	50	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Талицкая <i>tl Pg₁</i>	20	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Ганькинская <i>gn-Pg₁-K₂</i>	9	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Славгородская <i>sl K₂</i>	34	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Ипатовская <i>ip K₂</i>	286	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская <i>kz K₂</i>	43	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e–007	1,25e–006
Покурская <i>pk K₁₋₂</i>	729	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e–007	1,25e–006
Алымская <i>a₂ K₁</i>	1	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Алымская <i>a₁ K₁</i>	1	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Киялинская <i>kls K₁</i>	782	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Тарская <i>tr K₁</i>	96	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e–007	1,25e–006
Куломзинская <i>klmK₁</i>	125	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e–007	1,25e–006
Баженовская <i>bg J₃</i>	71	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Георгиевская <i>gr J₃</i>	1	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Васюганская <i>vs J₃</i>	100	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e–007	1,3e–006
Тюменская <i>tm J₁₋₂</i>	383	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Тогурская <i>tg J₁</i>	23	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Урманская <i>ur J₁</i>	6	203,9–208,0	4,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006

Примечание: * – Данные из каталога литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин [26].

** – В качестве основы использована Шкала геологического времени [27].

*** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по [28].

Критерием достоверности результатов моделирования является сходимость (или «невязка») температур, которая определяется, как разница между «наблюденной» и «расчетной» (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологического

времени) температурами (табл. 20). «Невязка» во всех моделях оптимальна и не превышает ± 5 °С.

Для моделирования предварительно были отобраны представительные скважины по следующим трем основным критериям: а) получение значимового притока флюида по результатам испытаний пластов; б) наличие геотемператур определенных по ОСВ; в) равномерная сетка скважин на территории исследования для корректной интерполяции.

6.3.1 Решение обратной задачи геотермии

В ходе решения обратной задачи по распределению температур в скважине были определены значения теплового потока из основания, приведенные в таблице 20. По полученным результатам была построена карта распределения теплового потока в пределах Бакчарской мезовпадины (рис. 28) с сечением $2,5 \text{ мВт/м}^2$ [64].

Таблица 20 – Исходные температуры и расчетный тепловой поток из основания осадочного чехла в Бакчарской мезовпадине и структурах ее обрамления (Томская область)

№ п/п	Скважина, ее условный индекс (рис. 1А)	Глубина замера, м	Температура, °С					Рассчитанный тепловой поток, мВт/м ² / Глубина, м
			*Плстовая	**ОСВ (R^o_{vr})	*ОГГ	Модельная (расчетная)	Разница расчётной и измеренной	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Армичская 1, (Ар1)	2480	-	115 (0.76)	-	116	-1	61/2900
		2540	-	120 (0.8)	-	118	2	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
2	Боровая 1 (Бо1)	2250	96	-	-	91	-5	60/2392
		2390	92	-	-	96	4	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4	
3	Верхнекомбарская 290, (ВК290)	2410	-	111 (0.73)	-	111	0	61/2791
		2440	-	115 (0.76)	-	112	-3	
		2550	102	-	-	104	3	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
4	Верхнекомбарская 294, (ВК294)	2139	-	-	81	83	2	57/2764
		2283	-	-	88	88	0	
		2395	-	-	94	92	-2	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±2	
5	Горелоярская 1(Ср-Парабельская), (ГЯ1)	2380	88	-	-	87	-1	55/2435
		2082	77	-	-	77	0	
		2275	-	-	78	83	5	
		1980	-	92 (0.59)	-	90	-2	
		2050	-	92 (0.59)	-	92	0	
		2290	-	99 (0.64)	-	101	2	
		2315	-	99 (0.64)	-	100	1	
		2322	-	103 (0.67)	-	100	-3	
		2437	-	106 (0.70)	-	104	-2	
Среднеквадратическое отклонение ("невязка")					±4			

Продолжение таблицы 20

6	Горелоярская 4, (ГЯ4)	2350	81	-	-	83	2	52/2531
		2500	89	-	-	87	-2	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
7	Горелоярская 5, (ГО5)	2562	-	120 (0.8)	-	116	-4	58/2574
		2353	-	104 (0.68)	-	108	4	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
8	Западно- Крыловская 1, (ЗК1)	2550	89	-	-	89	0	52/3115
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
9	Колпашевская 2 опорная, (Кол2о)	2088	97	-	-	97	0	69/2870
		1815	86	-	-	85	-1	
		1400	66	-	-	67	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
10	Колпашевская 3 (Кол3)	2538	89	-	-	88	-1	52/2778
		2105	-	-	71	74	3	
		2435	83	-	-	84	1	
		2360	81	-	-	82	1	
		2170	79	-	-	76	-3	
		2076	72	-	-	73	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
11	Колпашевская 7, (Кол7)	2375	-	96 (0.62)	-	100	4	46/2724
		2705	-	96 (0.62)	-	91	-5	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
12	Крыловская 1 (Кр1)	2758	-	114 (0.75)	-	113	-1	52/2890
		2820	-	115 (0.76)	-	116	1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
13	Крыловская 2, (Кр2)	2500	-	111 (0.73)	-	108	-3	54/2931
		2503	-	106 (0.70)	-	108	2	
		2516	-	106 (0.70)	-	108	2	
		2527	95	-	-	92	-3	
		2294	-	-	81	84	3	
		2398	-	-	87	87	0	
		2436	-	-	89	89	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
14	Мирная 415, (Ми415)	2560	109	-	-	107	-2	45/2655
		2356	98	-	-	100	2	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
15	Мирная 416, (Ми416)	2550	-	99 (0.64)	-	99	0	47/2660
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
16	Новиковская 1 опорная, (Нов1о)	2490	76	-	-	78	2	46/2859
		2840	90	-	-	88	-2	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
17	Овражная 16, (Овр16)	2090	76	-	-	76	0	53/2615
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
18	Парбигская 1, (Пар1)	2270	-	84 (0.53)	-	84	0	55/2740
		2470	-	91 (0.58)	-	91	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
19	Парбигская 2, (Пар2)	2245	-	94 (0.60)	-	-	0	62/2595
		2400	-	99 (0.64)	-	-	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
20	Песочно- Дубровская 2, (ПД2)	580	-	-	20	20	0	53/992
		770	-	-	26	26	0	
		980	-	-	33	33	0	
		990	-	-	34	34	0	
		976	33	-	-	33	0	
		880	30	-	-	30	0	
		837	29	-	-	29	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						

Продолжение таблицы 20

21	Пинджинская 1, (Пи1)	2540	105	-	-	105	0	61/2896
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
22	Рыбальная 405, (Ры405)	2370	98	-	-	98	0	61/2600
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
23	Рыбальная 406, (Ры406)	2424	102	-	-	102	0	62/2550
		2426	102	-	-	102	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
24	Рыбальная 408, (Ры408)	2425	105	-	-	105	0	64/2596
		2450	106			106	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
25	Селимхановская 2, (Се2)	2255	84	-	-	87	3	57/2431
		2265	89	-	-	87	-2	
		2360	91	-	-	90	-1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
26	Селимхановская 4 (Се4)	2455	-	98 (0.63)	-	98	0	51/2649
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
27	Селимхановская 5 (Се5)	2247	92	-	-	89	-3	59/2488
		2299	89	-	-	91	2	
		2330	92	-	-	92	0	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
28	Чарусная 190, (Чар190)	2227	67	-	-	67	0	43/2997
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
29	Чинжарская 1, (Чи1)	2397	-	109 (0.72)	-	109	0	58/2396
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						
30	Чинжарская 2 (Чи2)	2132	-	-	71	72	1	50/2467
		2239	-	-	76	76	0	
		2249	-	-	77	76	-1	
		2270	-	-	78	77	-1	
		Среднеквадратическое отклонение ("невязка")						

Примечание: * – пластовые температуры и температуры метода ОГТ изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»); ** ОСВ (R_{vt}^o) – определен в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

На территории исследования значения плотности теплового потока из основания разрезов скважин колеблются от 43 до 69 мВт/м². Максимальные значения отмечаются локально в районе Колпашевской структуры в южной части Парабельского мезовыступа, минимальные – в градиентной зоне на северо-западе территории, к которой относится часть месторождений, находящихся за пределами области распространения тогурской свиты. Также, достаточно высокие значений теплового потока наблюдаются на юго-западном борту впадины, где открыта залежь УВ в нижнеюрских отложениях на Парбигской площади, наблюдается повышение теплового потока до 60 мВт/м². Наиболее погруженная часть структуры в центральной части карты характеризуется пониженными значениями теплового потока (около 50 мВт/м²).

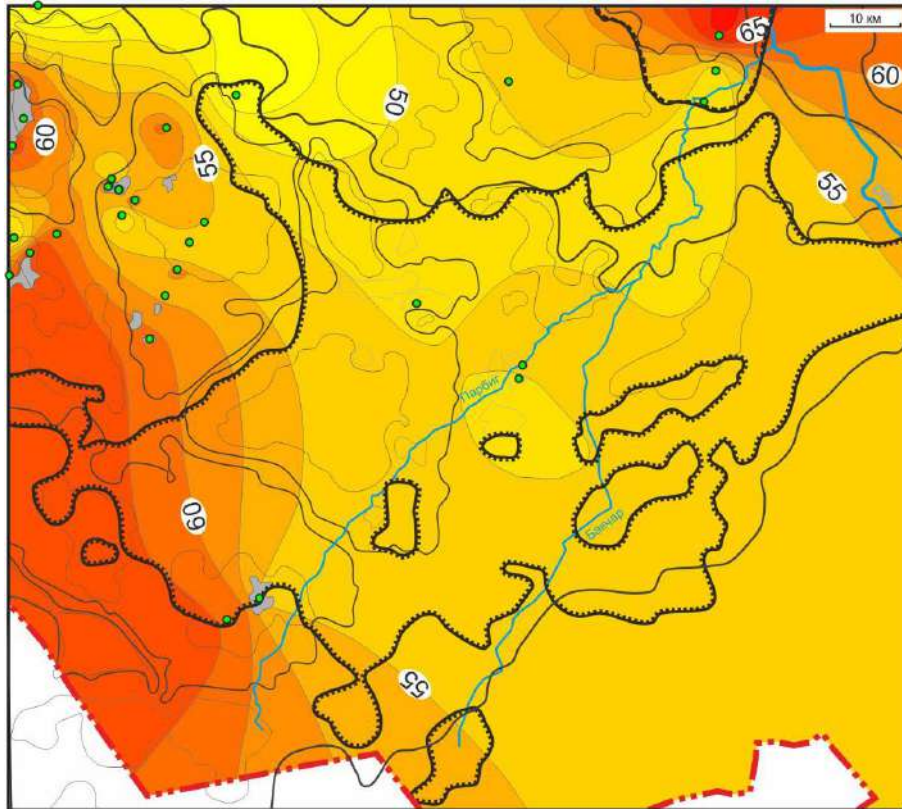


Рисунок 28 – Карта теплового потока из основания осадочного разреза Бакчарской мезовпадины и структур ее обрамления, значений изолиний в $\text{мВт}/\text{м}^2$. Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 24 [64]

6.3.2 Решение прямой задачи геотермии

В результате решения прямых задач геотермии в моделях 30-ти глубокой скважины были восстановлены палеотемпературы для тогурской свиты на 12-ть ключевых моментов геологического времени [66]. По результатам расчетов были построены схематические карты (рис. 29А-Л), по которым хорошо прослеживается динамика развития катагенетических условий главной зоны нефтеобразования (ГЗН).

Начало генерации относится к альб-сеноману (*91,6 млн лет назад*), когда очаги генерации появляются на Колпашевской структуре с максимальными температурами до 126°C . Очаг широкой полосой протягиваются вдоль северо-западного борта депрессии, где температурный режим достигает максимальных значений порядка 105°C , несколько увеличиваясь к западу (рис. 29Б).

В ипатовское время (*89,8 млн лет назад*) происходит прогрев разреза, и зона очага несколько увеличивается (рис. 29В). Максимальными температурами до 110°C так же характеризуется очаг на Колпашевской структуре.

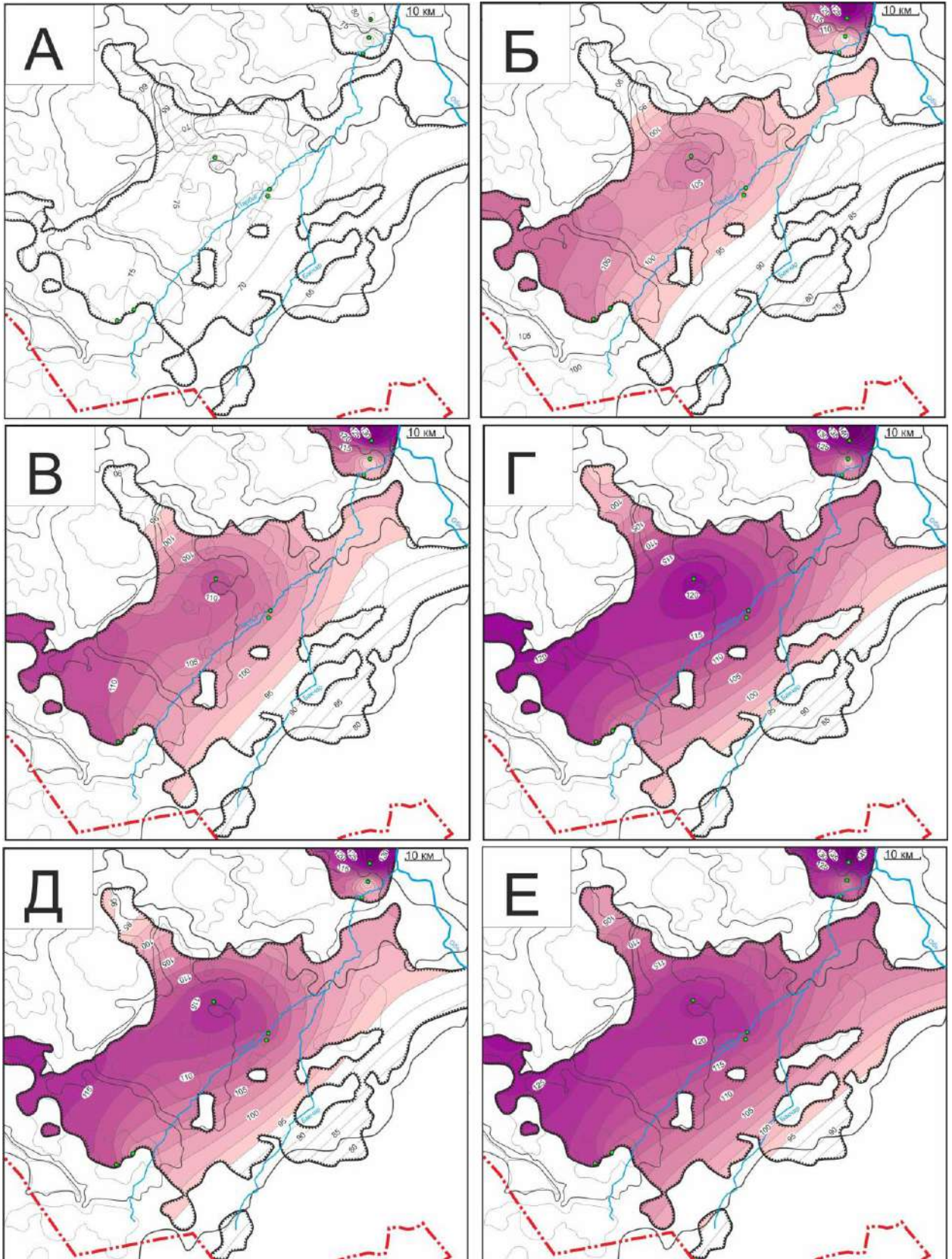
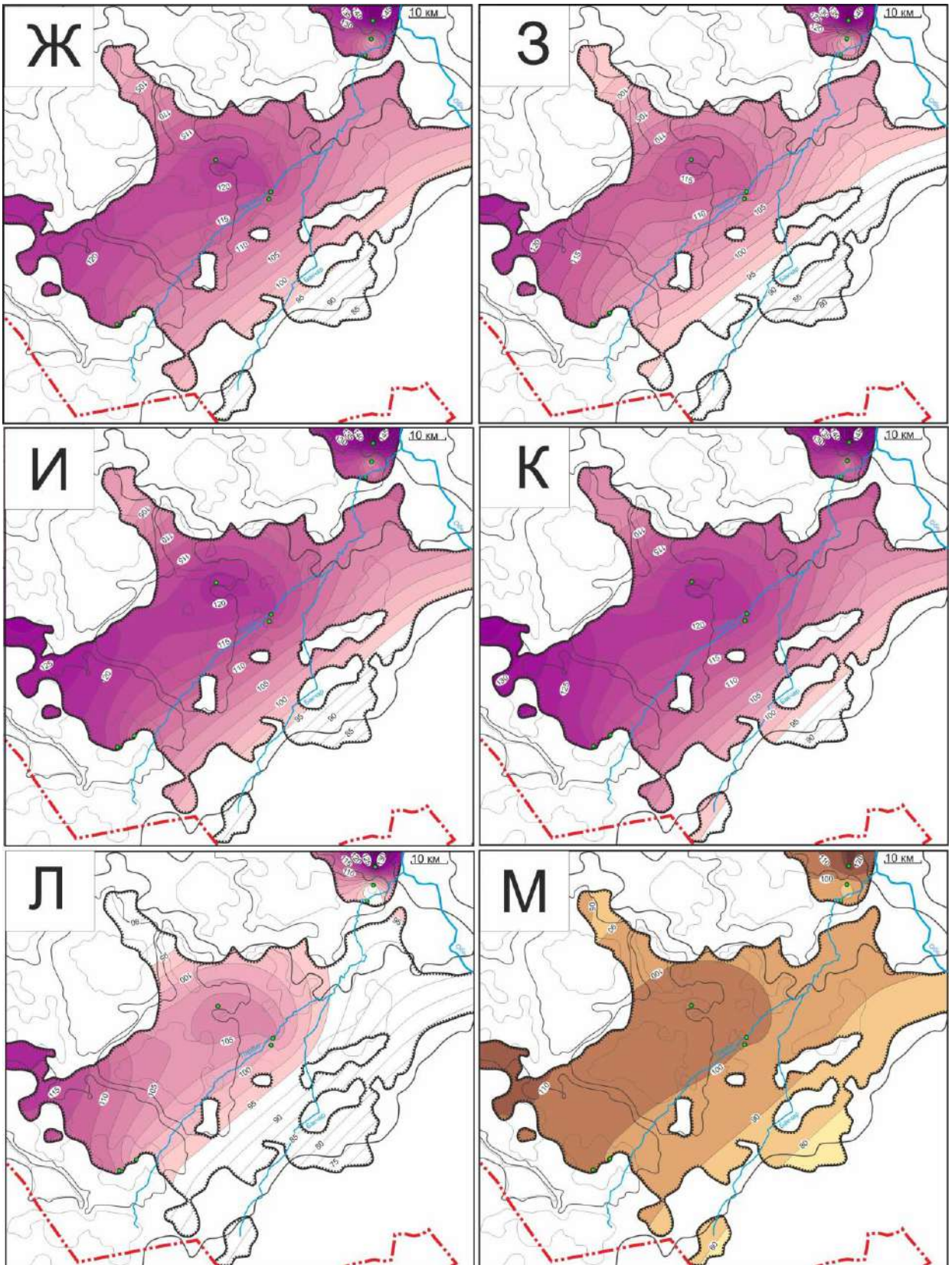


Рисунок 29 – Бакчарская мезовпадина и структуры обрамления. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурской нефти (обозначены заливкой), млн лет назад: 114,1 (А); 91,6 (Б); 89,8 (В); 86,5 (Г); 73,2 (Д); 61,7 (Е); 54,8 (Ж); 41,7 (З); 32,3 (И); 24,0 (К); современное время (Л).



Продолжение рисунка 29 – Схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (М), значение изолиний, усл. ед. Остальные условные обозначение те же, что на рисунке 24

Далее, в славгородское время (*86,5 млн лет назад*) наблюдается дальнейший прогрев и увеличение площади очагов практически до южной границы зоны распространения материнских отложений (рис. 29Г). Максимальная температуры достигает 137 °С на Колпашевской структуре и 120 °С в районе Верхнекомбарской площади.

73,2 млн лет назад, в ганькинское время, максимальная температура снижается в среднем на три-четыре градуса и происходит уменьшение площади очагов (рис. 29Д).

Талицкое время (*61,7 млн лет назад*) характеризуются подъемом температур и увеличением площади очагов. Максимальные температуры достигают почти 150 °С на локальном участке, приуроченном к Колпашевской структуре (рис. 29Е).

54,8 и 41,7 млн лет назад, в люлинворское и начало чеганского времени, характеризуются некоторым остыванием разреза и уменьшением площади очагов (рис. 29Ж-З), однако к концу чеганского времени (*32,3 млн лет назад*) температуры вновь возрастают и очаги занимают те же практически площади (рис. 29И), как и в талицкое время.

В некрасовское время (*24,0 млн лет назад*) наблюдается пик подъема температур, совпадающий с потеплением на поверхности Земли в эоцене и практически завершением формирования полной мощности осадочного чехла. Почти вся тогурская свита находится в ГЗН, кроме небольших участков на юго-восточном борту впадины. Максимальные температуры достигают более 150 °С на Колпашевской структуре и более 130 °С – на Верхнекомбарской (рис. 29К).

Несмотря на заметное остывание разрезов в миоцене, катагенетические условия генерации тогурской нефти сохраняются до настоящего времени на значительной территории исследования (рис. 31Л).

6.4 Картирование относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей

Экспресс-оценка плотности генерации нефти R [29], расчет которой производится с учетом пространственно-временной локализации очагов генерации и динамики прогрева материнской толщи (Приложение Б) по формуле из работы [30], используется для получения представления о реализации генерационного потенциала тогурской свиты.

По полученным значениям была построена схематическая карта распределения плотности генерации тогурской нефти (рис. 29М).

На карте высокими значениями плотности генерации отмечаются: локальный

участок на Парабельском мегавыступе (Колпашевская структура) и широкая полоса, охватывающая центральную и северо-западную части Бакчарской мезовпадины. Эти территории можно идентифицировать как перспективные для поисков УВ в нижнеюрских и доюрских отложениях. Также, их перспективность подтверждена прямыми признаками в перечисленных НГК (табл. 23).

6.5 Картирование относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей в нижнеюрских резервуарах

Картирование относительной плотности ресурсов первично-аккумуляированных тогурских нефтей будет проводиться для пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ с использованием данных о плотности генерированных тогурских нефтей на территории исследования (Приложение Б) и значений толщин пластов-коллекторов (табл. 18).

По данным о мощностях коллекторов нижнеюрского НГК были построены карты изопакит пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ (рис. 26) в пределах Бакчарской мезовпадины.

Интегральный показатель $R_{акк}$ для пластов-коллекторов был рассчитан по следующей формуле, согласно принятой ранее схеме [31]:

$$R_{акк} = \sum(R_i \times M_i \times 10^{-2})$$

где R_i – значение плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (усл.ед.); M_i – значение мощности пласта, м; Количество точек n определено согласно масштабу схематических карт.

Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования. Результаты расчетов для пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ приведены в таблицах 21 и 22, соответственно. Построены схематические карты распределение плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей для пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ (рис. 30).

Таблица 21 – Расчет значений плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей в пласте Ю₁₅

№ п/п	№ скв.	Индекс скв.	Мощности пласта Ю ₁₅ , м	R, усл.ед.	R _{акк} , усл.ед.
1	Армическая 1	Ар1	39,4	112,75	44,42
2	Западно-Крыловская 1	ЗК1	54,4	108,11	58,81
3	Колпашевская 2 опорная	Кол2о	52	128,28	66,71
4	Колпашевская 3	Кол3	35,4	97,83	34,63
5	Колпашевская 7	Кол7	32	90,90	29,09
6	Крыловская 1	Кр1	63	101,43	63,90
7	Крыловская 2	Кр2	68,1	104,24	70,99
8	Парбигская 1	Пар1	44,8	98,07	43,93
9	Парбигская 2	Пар2	18	103,97	18,71

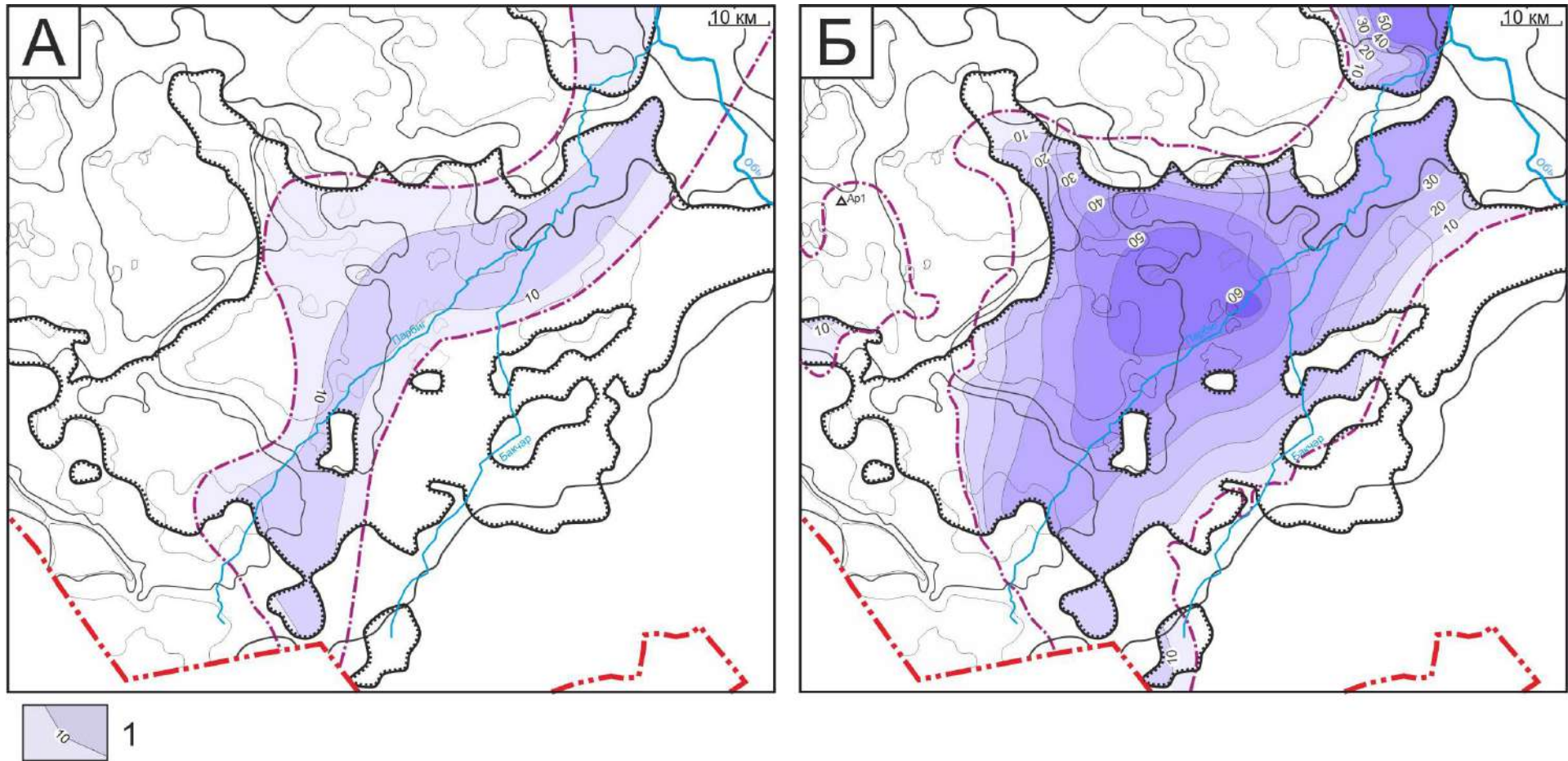


Рисунок 30 – Схематические карты распределение плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей (в усл. ед.) в пласте Ю₁₆ (А) и пласте Ю₁₅ (Б) пределах Бакчарской мезовпадины на основе [4]. Изолинии в условных единицах. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 24, 26

Таблица 22 – Расчет значений плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей в пласте Ю₁₆

№ п/п	№ скв.	Индекс скв.	Мощности пласта Ю ₁₆ , м	R, усл.ед.	Ракк, усл.ед.
1	Западно-Крыловская 1	ЗК1	8,2	108,11	8,87
2	Колпашевская 3	Кол3	5	97,83	4,89
3	Колпашевская 7	Кол7	6	90,90	5,45
4	Крыловская 1	Кр1	6,3	101,43	6,39
5	Крыловская 2	Кр2	27	104,24	28,14
6	Парбигская 1	Пар1	10,4	98,07	10,26

6.6 Ранжирование территории по степени перспективности нижнеюрского резервуара

На основе построенных схематических карты распределения плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей (рис. 30А-Б) были построены схемы районирования нижнеюрских резервуаров по перспективности (рис. 31А-Б).

По пласту Ю₁₆ выделены зона с плотностью первично-аккумуляированных ресурсов менее 30 усл.ед. с двумя участками, различающимися только по площади. Первый участок занимает центральную часть территории исследований, второй, меньший по площади тяготеет к Колпашевскому мезовалу. Из пласта Ю₁₆ притоков УВ не было обнаружено. Признаки нефтегазоносности по керновым данным в виде «запаха нефти» установлены в Западно-Крыловских скважинах 1 и 2, Крыловской 2, Колпашевской 10, Парбигской 3, однако при испытании притоков не получено.

На карте районирования в резервуаре пласта Ю₁₅, зона 1 с наибольшими значениями плотности ресурсов (больше 30 усл.ед.) простирается вытянутой линзой с северо-восточной части территории на юго-запад, при этом охватывая большую часть области распространения тогурской свиты. Здесь выделено два основных района, значительно различающихся по площади – значительная территория в центральной части (1.1) и небольшой локальный участок на северо-востоке, в области Колпашевской структуры (1.2). В зоне 1.1 открыто Парбигское нефтегазовое месторождение с залежью в пласте Ю₁₅. По керновым данным в интервале пласта подняты песчаники с запахом нефти в Парбигской 3 и Колпашевской 7. Кроме того, получены непромышленные притоки нефти в скважине Крыловская 1 при совместном испытании нижнеюрских и кровли палеозойских отложений. При испытании пластов Ю₁₄, Ю₁₅ и интервала коры выветривания получены притоки воды с пленкой нефти в скважине Крыловская 2.

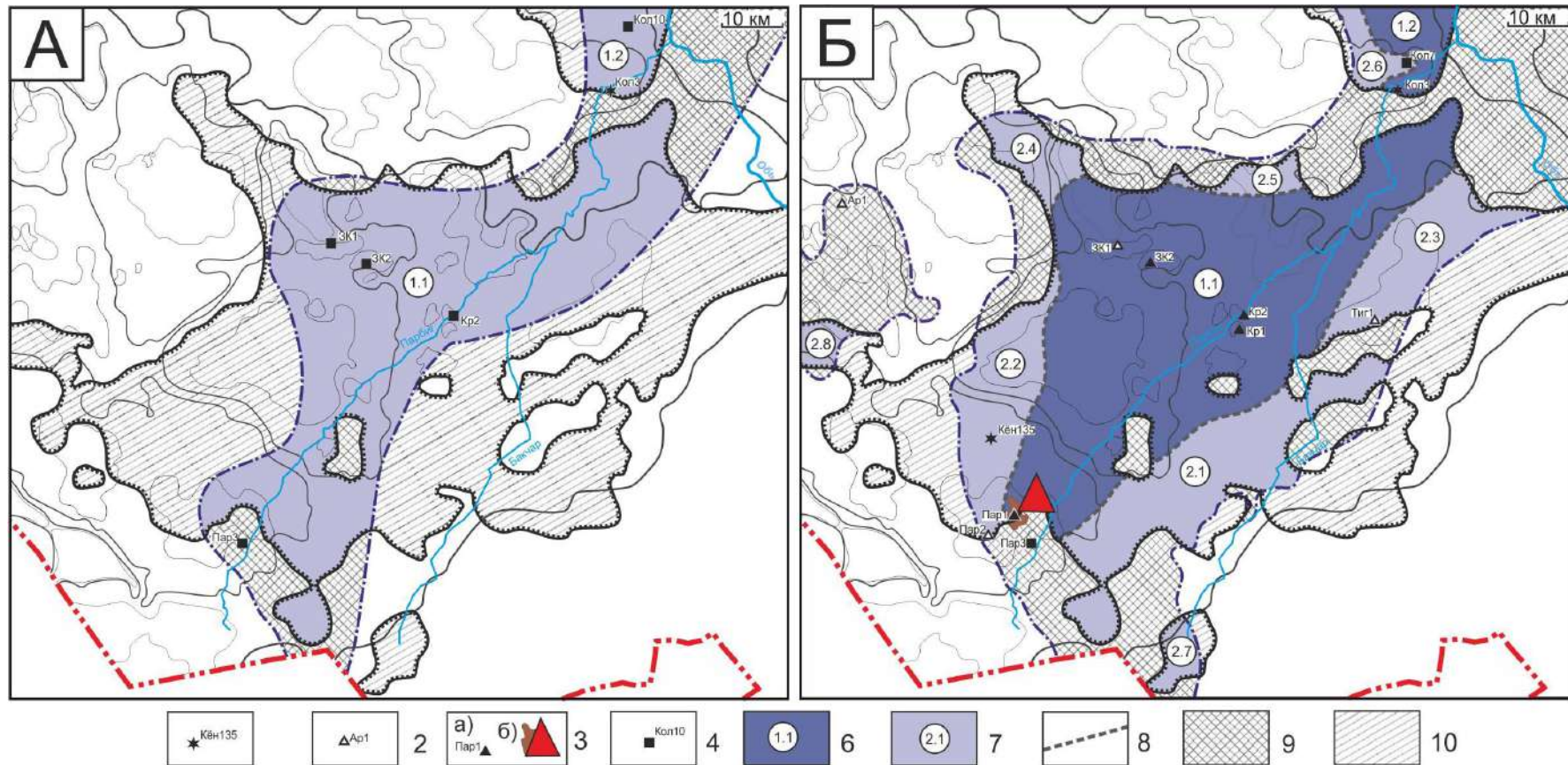


Рисунок 31 – Схематические карты районирования по плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в резервуарах пластов Ю₁₅ (А) и Ю₁₆ (Б) Бакчарской мезовпадины на основе [4]. К рисунку А: условный индекс скважины и результат испытания в ней: приток воды (1), «сухо» (2), приток УВ (3): а) непромышленный, б) промышленный; прямой признак нефтенасыщения в керне (4). К рисунку Б: ранжирование земель по значению плотности ресурсов в усл. ед.: 6 – больше 30, 7 – меньше 30; 8 – граница участков; 9 – бесперспективные участки: зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта; 10 – зона отсутствия нижнеюрских резервуаров. Остальные условные обозначения те же, что на рисунках 24, 26

Зона 2 со значениями плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей меньше 30 усл. ед. окаймляет I зону локальными участками со всех сторон, ограниченные или выклиниванием пласта Ю₁₅ или границей распространения тогурской свиты. Участки в этой зоне проранжированы соответственно занимаемой площади.

Таким образом, по результатам районирования нижнеюрских резервуаров, можно сделать вывод о высокой перспективности центральной части Бакчарской мезовпадины, особенно в районе Крыловской, Западно-Крыловской и Парбигской структур, а также в северо-восточной части области исследования, на территории Колпашевской площади.

Фактическое совпадение высокоперспективных районов (районы 1 и 2) для обоих нижнеюрских резервуаров, заверенное здесь положительными результатами испытаний глубоких скважин, значительно увеличивает перспективность этих земель и геолого-экономический интерес к ним.

Зону этих районов – северо-западная часть Крыловской и восточную часть Колпашевской структур – предлагаются как первоочередные для ГРП в нижнеюрском НГК Бакчарской мезовпадины.

Данные об испытаниях скважина на территории Бакчарской мезовпадины приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты испытаний в глубоких скважинах Бакчарской мезовпадины (нижнеюрский НГК)

Скважина, (условный индекс)	Интервал (глубина), м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток м ³ /сут	Тип флюида	Температура пласт., °С
Крыловская 1, (Кр1)	2854-2866	пешковская	Ю ₁₅	0,6	Вода	
	2861-3061	тюменская, тогурская, урманская, к.в., палеозой	Tm-Pz	0,3	Нефть	90
	2940-2950	палеозой	Pz	-	«сухо»	-
	2941-3061			-		95
	2981-3061			-		-
Крыловская 2, (Кр2)	2900-3016	пешковская, тогурская, урманская	Ю ₁₅ Ю ₁₆	-	«сухо»	98
	2964-2973	пешковская	Ю ₁₅	0,6	Вода+ пленка нефти	115
	2975-3016	тогурская	tg	-	«сухо»	98
Западно- Крыловская 1, (ЗК1)	2764-2776	пешковская	Ю ₁₅	0,16	Вода	119
	2629-2644	пешковская, тогурская	Ю ₁₅ -tg	-	«сухо»	-
	3150-3160	палеозой	Pz	-	«сухо»	121
Западно- Крыловская 2, (ЗК2)	2977-3043	пешковская, тогурская, урманская	Ю ₁₅₋₁₆	-	«сухо»	-
	3015-3124	урманская, к.в., палеозой	Yrm-Pz	-	«сухо»	-
Тигинская 1, (Тиг1)	2590,2-2692,4	тюменская, пешковская, тогурская, урманская, палеозой	Tm-Pz	-	«сухо»	-
	2670,9-2793,6	палеозой	Pz	-	«сухо»	-

Продолжение таблицы 23

Парбигская 1, (Пар1)	2650-2669	пешковская	Ю ₁₅	4,1	Вода	-
	2662.5-2664.5	пешковская	Ю ₁₅		Нефть	
	2779-2795	к.в., палеозой	К.в.-Pz	1,1+1,1	Вода+нефть	109
Парбигская 2, (Пар2)	2512-2677	Тюменская, пешковская, палеозой	Tm-Pz	-	«сухо»	-
	2580-2677			-	«сухо»	-
	2590-2643			-	«сухо»	-
	2676-2685	палеозой	Pz	0,57	Вода	109
	2746-2802			0,46	Вода	103
Парбигская 3, (Пар3)	2678,8-2710,8	пешковская	Ю ₁₅	-	«сухо»	-
	2681,5-2767,6		Tm-Pz	-	«сухо»	-
	2768-2840	палеозой	Pz	-	«сухо»	-
	2819-2958			-		-
	2955-3132			-		-
	3152-3297,3			-		-
Кёнгская 135, (Кён135)	2676-2912	тюменская, пешковская, тогурская, урманская, палеозой	Tm-Pz	0,345	Вода	-
Поскоевская 1, (Пос1)	2866-2956	палеозой	Pz	-	«сухо»	-
	2956-3014			-		-
	2976-3092			-		-
	3107-3185			-		-
	3181-3297			-		-
	3390-3495			-		-
Колпашевская 7, (Кол7)	2980-2990	палеозой	Pz	-	«сухо»	84,5

Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО» и ООО «ГеоПрайм»).

6.7 Выводы по оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров

Основные результаты моделирования и картирования очагов генерации тогурских нефтей, оценки распределения плотности генерированных и плотности первично-аккумулятивных ресурсов тогурских нефтей в нижнеюрских резервуарах Бакчарской мезовпадины и ее обрамления позволяют сделать следующие выводы.

а) На схематической карте расчетных значений плотности теплового потока отмечается заметная корреляция повышенных значений с известными месторождениями УВ.

б) Начало генерации нефти соотносится с кузнецовским временем (92 млн л. назад). Максимальный прогрев свиты достигается в некрасовское время и условия генерации сохраняются до настоящего времени.

в) По результатам экспресс-оценки перспективные земли находятся в центральной и северной части Бакчарской мезовпадины и рекомендуются как первоочередные для поисков залежей в нижнеюрском НГК. Высокая перспективность подтверждается открытием Парбигского месторождения и установленной нефтегазоносностью в разрезе.

Основные результаты по применению геотермии при решении геологических задач и оценке нефтегазоносности нижнеюрских резервуаров Бакчарской мезовпадины апробированы автором на научно-практических конференциях и семинарах [63-70].

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Меренковой Анне Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.</i>
5. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Обеспечение системы налогообложений, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев), НДС 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценка стоимости геофизических работ на скважинах</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1 мая 2020 г.
---	---------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Меренкова Анна Сергеевна		

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости стандартного комплекса ГИС в открытом стволе проектной скважины № 400 на Рыбальном нефтяном месторождении, расположенном в Парабельском районе Томской области.

Проектируемые геофизические исследования будут проводиться геофизической партией, входящей в состав геофизической экспедиции ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика». Данное предприятие, обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, расстоянием от базы до места исследований.

В качестве опорного нормативного документа был использован справочник ПОСН 81-2-49 [32].

7.2 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, прежде всего, необходимо определить 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 [33]:

- 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 24. Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании. Проектный забой скважин – 2735 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) [32].

Таблица 24 – 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	600
	ПС	1:500	0	600
	Кавернометрия	1:500	0	600
	Инклинометрия	Ч/з 25 м	0	600
	Газовый каротаж	1:500	0	600
2	АКЦ	1:200	0	600
	Плотностная цементометрия	1:500	0	600
3	Стандартный каротаж	1:500	550	2340
	ПС	1:500	550	2340
	ГК	1:200	550	2340
	Кавернометрия	1:500	550	2340
	Инклинометрия	Ч/з 25 м	550	2340
4	Стандартный каротаж	1:500	550	2735
	ПС	1:500	550	2735
	БК	1:200	550	2735
	БКЗ	1:200	550	2735
	ИК	1:200	550	2735
	МБК	1:200	550	2735
	РК (ГК+НГК)	1:200	550	2735
	РК (ГК+ННКт)	1:200	550	2735
	АК	1:200	550	2735
	Кавернометрия	1:200	550	2735
	МКЗ	1:200	550	2735
	Резистивметрия	1:200	550	2735
	Инклинометрия	Ч/з 25 м	550	2735
	Газовый каротаж	1:500	550	2735
5	ГК	1:500	550	2735
	АКЦ	1:200	2310	2735
	Плотностная цементометрия	1:200	2310	2735
	Термометрия	1:200	0	2735

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех дежурство - 12 ч.

Стоимость интерпретации равна 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 25).

Таблица 25 – 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	2	3	4	5	6	7
1	Стандартный каротаж	м	4575	3	мин/100 м	137,3
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	39	мин/опер.	39
3	ПС	м	4575	3	мин/100 м	137,3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	39	мин/опер.	39
5	БК	м	2185	3,3	мин/100 м	72,1
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	39	мин/опер.	39
7	БКЗ	м	2185	3	мин/100 м	65,6
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	39	мин/опер.	39
9	ИК	м	2185	4,1	мин/100 м	89,6
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	39	мин/опер.	39
11	ГК и НГК	м	6760	10,2	мин/100 м	689,5
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	87,5	мин/опер.	87,5
13	МБК	м	2185	3,3	мин/100 м	70,5
14	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	39	мин/опер.	39
15	АК	м	2185	10,8	мин/100 м	236,0
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	54	мин/опер.	54
17	Кавернометрия	м	4575	3,7	мин/100 м	169,3
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	49	мин/опер.	49
19	МКЗ	м	2185	3,3	мин/100 м	72,1
20	Вспомогательные работы при МКЗ	опер.	1	39	мин/опер.	39
21	Газовый каротаж	м	2785	3,3	мин/100 м	91,9
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	опер.	1	39	мин/опер.	39
23	Термометрия	м	2735	1,18	мин/100 м	25,2
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	54	мин/опер.	54
25	Инклинометрия	м	4575	1,4	мин/100 м	64,1
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	17	мин/опер.	17
27	АКЦ	м	1025	6	мин/100 м	61,5

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7
28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер.	1	39	мин/опер.	39
29	Плотностная цементометрия	м	1025	18	мин/100 м	184,5
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер.	1	44,5	мин/опер.	44,5
31	ННКт	м	2185	10,2	мин/100 м	222,9
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	87,5	мин/опер.	87,5
33	Резистивиметрия	м	2185	3	мин/100 м	65,6
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	39	мин/опер.	39
35	Проезд на место работ	км	360	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	648
36	Тех. дежурство	парт-час	12	60	мин/парт-час	720
На запись диаграмм: мин						3238,5
Всего: мин						4606,5

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 26) [34].

Таблица 26 – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час	Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, чел-час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	4575	0,18	чел-час/100м	8,24	0,12	чел-час/100м	5,49
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
3	ПС	м	4575	0,18	чел-час/100м	8,24	0,12	чел-час/100м	49
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
5	БК	м	2185	0,2	чел-час/100м	4,37	0,13	чел-час/100м	2,84
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	2,3	чел-час	2,3	1,56	чел-час	1,56

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	БКЗ	м	2185	0,18	чел-час/ 100м	3,93	0,12	чел-час/ 100м	2,62
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	1,56	чел-час	2,34
9	ИК	м	2185	0,25	чел-час/ 100м	5,46	0,16	чел-час/ 100м	3,5
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	2,34	чел-час	5,94	1,56	чел-час	1,56
11	ГК и НГК	м	6760	3,9	чел-час/ 100м	263,64	0,41	чел-час/ 100м	27,72
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
13	МБК	м	2185	0,2	чел-час/ 100м	4,37	0,13	чел-час/ 100м	2,84
14	Вспомогательные работы при МБК	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	1,56	чел-час	1,56
15	АК	м	2185	0,65	чел-час/ 100м	14,20	0,43	чел-час/ 100м	9,4
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	3,24	чел-час	3,24	2,16	чел-час	2,16
17	Кавернометрия	м	4575	0,22	чел-час/ 100м	10,1	0,15	чел-час/ 100м	6,86
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	2,94	чел-час	2,94	0,3	чел-час	2,94
19	МКЗ	м	2185	0,2	чел-час/ 100м	4,37	0,12	чел-час/ 100м	2,62
20	Вспомогательные работы при МКЗ	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,56	чел-час	0,56
21	Газовый каротаж	м	2785	0,2	чел-час/ 100м	5,57	0,3	чел-час/ 100м	8,36
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,56	чел-час	2,34
23	Термометрия	м	2735	2,06	чел-час/ 100м	56,34	1,37	чел-час/ 100м	37,47
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
25	Инклинометрия	м	4575	0,084	чел-час/ 100м	3,84	0,056	чел-час/ 100м	2,56
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	1,02	чел-час	1,02	0,68	чел-час	0,68
27	АКЦ	м	1025	0,18	чел-час/ 100м	1,85	0,12	чел-час/ 100м	1,23
28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер.	1	3,24	чел-час	3,24	2,16	чел-час	2,16
29	Плотностная цементометрия	м	1025	0,54	чел-час/ 100м	5,54	0,36	чел-час/ 100м	3,69

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер.	1	2,67	чел-час	2,67	1,78	чел-час	1,78
31	ННКт	м	2185	3,9	чел-час/100м	85,2	0,41	чел-час/100м	8,96
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
33	Резистивиметрия	м	2185	0,18	чел-час/100м	3,93	0,12	чел-час/100м	2,62
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
35	Проезд	км	360	0,114	чел-час/км	41,04	0,08	чел-час/км	28,8
36	Тех дежурство	парт-час	12	3,6	Чел-час/парт-час	43,2	2,4	чел-час/парт-час	28,8
На запись диаграмм: чел-час.						537,9			207,59
Всего: чел-час.						622,14			265,19

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 27.

Таблица 27 – Материалы

№	Наименование материала	Ед. изм.	Норматив. колич. на партию в месяц
1	Бумага для множительных аппаратов	рул.	5
2	Бумага для принтеров	упак.	0,5
3	Бумага наждачная	кв. м	1
4	Веник-сорго	шт.	2
5	Ветошь обтирочная	кг	2
6	Вилка электрическая бытовая	шт.	4
7	Выключатель	шт.	1
8	Гвозди	кг	0,2
9	Дискеты 3,5 дюйма	шт.	10
10	Карандаши разные	шт.	5
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	0,1
12	Картридж	шт.	0,25
13	Лента изоляционная х/б	кг	2
14	Лента на ПВХ основе	рул.	2
15	Мыло хозяйственное	кг	0,4

Продолжение таблицы 27

16	Папка для бумаг	шт.	2
17	Патроны электрические	шт.	0,2
18	Полотенце	кг	2
19	Порошок стиральный	шт.	0,5
20	Припой	г	0,2
21	Розетка штепсельная	шт.	0,5
22	Ручка шариковая	шт.	1
23	Спирт технический	л	0,15
24	Тетрадь общая	шт.	1
25	Топорище	шт.	0,5
26	Черенки лопаты	шт.	1
27	Шпагат	кг	0,2
28	Шурупы разные	кг	0,2
29	Элемент 373 (батарейка)	шт.	2
30	Электролампы осветительные	шт.	2

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Оборудование

Оборудование	Ед. изм	Объем
Подъемник каротажный самоходный ПК-4 (УРАЛ-375)	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
“МК-ГМ”	шт	2
“СРК-73”	шт	2
“АРК-73”	шт	2
“ИГН-73-100/80”	шт	2
“ТРГК”	шт	2
“СГДТ-П”	шт	2
“АКЦ-НВ”	шт	2

Исходя из того, что геофизические работы будут проводиться вахтовым методом можно использовать нормы из таблицы 1-073 справочника “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49) [32].

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 Расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ, комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 29 [34].

Таблица 29 – Сметные расчеты по видам работ

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэф.		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Кудор.	Кнорм . усл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	4575	22,6	руб./100м	1033,95	4,4	1,12	5095,31
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
3	ПС	м	4575	22,6	руб./100м	1033,95	4,4	1,12	5095,31
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
5	БК	м	2185	24,83	руб./100м	542,54	4,4	1,12	2673,62
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
7	БКЗ	м	2185	22,6	руб./100м	493,81	4,4	1,12	2433,5
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
9	ИК	м	2185	27,53	руб./100м	601,53	4,4	1,12	2964,34
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	295,4	руб/опер	295,4	4,4	1,12	1455,73
11	ГК и НГК	м	6760	170,97	руб./100м	11557,57	4,4	1,12	56955,71
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	351,46	руб/опер	351,46	4,4	1,12	1732
13	МБК	м	2185	24,83	руб./100м	542,54	4,4	1,12	2673,62
14	Вспомогательные работы при МБК	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,01

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	АК	м	2185	72,14	руб/ 100м	1576,26	4,4	1,12	7767,8
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	293,9	руб/ опер	293,9	4,4	1,12	1448,34
17	Кавернометрия	м	4575	22,97	руб/ 100м	1050,88	4,4	1,12	5178,72
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	247,19	руб/ опер	247,19	4,4	1,12	1218,15
19	МКЗ	м	2185	22,6	руб/ 100м	493,81	4,4	1,12	2433,5
20	Вспомогательные работы при микрозондировани и	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
21	Газовый каротаж	м	2785	22,6	руб/ 100м	629,41	4,4	1,12	3101,73
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
23	Термометрия	м	2735	113,6	руб/ 100м	3106,96	4,4	1,12	15311,1
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	189,6	руб/ опер	189,6	4,4	1,12	934,35
25	Инклинометрия	тчк	4575	5,24	руб/тч к	239,73	4,4	1,12	1181,39
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	64,17	руб/от чк	64,17	4,4	1,12	316,23
27	АКЦ	м	1025	72,14	руб/ 100м	739,44	4,4	1,12	3643,94
28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	293,9	руб/ опер	293,9	4,4	1,12	1448,34
29	Плотностная цементометрия	м	1025	115,47	руб/ 100м	1183,57	4,4	1,12	5832,62
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	м	1	256,35	руб/ опер	256,35	4,4	1,12	1263,29
31	ННКт	м	2185	170,97	руб/ 100м	3735,7	4,4	1,12	18409,5
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	351,46	руб/ опер	351,46	4,4	1,12	1732,0
33	Резистивиметрия	м	2185	22,6	руб./ 100м	493,81	4,4	1,12	2433,5
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,01
35	Проезд	Км	360	15,49	руб/км	5576,4	1,51	1,12	27480,5
36	Тех дежурство	парт- ч	12	257,7	р/парт. ч	3092,4	4,4	1,12	15239,35
На запись диаграмм, руб./скв									164229,7
Итого, руб.									206949,6

Стоимость каротажных исследований для одной скважины будет составлять 164229 руб.

При использовании каротажного подъемника ПК-4 (УРАЛ-375) расход дизельного топлива при выполнении работ в стационарном режиме в одной скважине составит $14,39 \cdot 27,8 = 401$ л. Расход топлива при переезде подъемника составит 144 л. Суммарные затраты на расход топлива с учетом масел ($K=1,09$) составят 29108,45 руб. Стоимость контрольно-интерпретационных работ составит 82114,86 руб. (50% стоимости комплекса ГИС).

7.4.2 Расчет сметной стоимости контрольно-интерпретационных работ

Расчет сметной стоимости в таблице 30 производится для комплексной интерпретации геолого-геофизической информации (КИГГИ) на 100 м разреза.

Таблица 30 – Сметная стоимость интерпретационных работ

Вид работ	Норма времени, мин/100 м	Общее время, ч	Норма затрат труда, чел-ч/100 м	Общие затраты труда, чел-ч	Заработная плата, руб./100 м	Общая заработная плата, руб
КИГГИ (ИТР)	31,26	854,96	168,8	4616,68	928,64	25398,3

Затраты на материалы составляют 34%, а на износ инструментов - 4,4% от заработной платы ИТР, и в общем равны 9752,95 руб.

Цеховые расходы составляют 15% от зарплаты ИТР и равны 3809,75 руб.

Суммарные расходы на интерпретацию полученных данных составят 38961 руб.

7.4.3 Общая сметная стоимость работ по проекту

Общая стоимость по проекту представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Общая сметная стоимость работ по проекту

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, руб
1	Итого работы в скважине	206949,6
2	Камеральные работы	82114,86
3	КИГГИ	38961
4	ИТОГО основных расходов	328025,4
5	Накладные расходы (20%)	65605,09
6	ИТОГО	393630,5
7	Плановые расходы (20%)	78726,1

8	Резерв на непредвиденные расходы (3%)	11808,92
9	В целом по расчету	484165,53
10	НДС (20%)	96833,11
11	ВСЕГО по объекту	580998,64

Стоимость всех работ, выполненных по объекту (с учётом ГСМ) составляет $580998,64+29108,45=610107,1$ руб.

7.4.4 Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы показан в таблице 32.

Таблица 32 – Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Кате- гория	Трудо- затраты	Оклад	Район. коэф.	Сев. коэф	Итого с учётом коэф-ов	Премияль- ные, %	Итого с учётом премии
Начальник партии	12	1,7	20000	1,5	1	51000	40	71400
Геофизик	8	1,7	15000	1,5	1	38250	40	53550
Каротажник	6	1,7	14000	1,5	1	35700	30	49980
Сметчик	8	1	15000	1,5	1	22500	40	31500

Итого: 206430 руб.;

Дополнительная заработная плата: 17150 руб.;

Фонд заработной платы: 223580 руб.;

Материалы: 107318,4 руб.;

Амортизация: 5365,92 руб.;

Стоимость проектно-сметных работ: 610107,1 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Меренковой Анне Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Рыбальном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является проектная разведочная скважина №400, заложенная на западном склоне центрального купола Рыбальной структуры. На стадии разведки месторождения, поставлены задачи по определению коллекторских свойств верхнеюрского НГК в пределах объекта исследования. Выбор комплекса ГМИС основывается исходя из поставленных задач.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<ul style="list-style-type: none"> – Статьи 147, 168.1 и 221 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) [54-56] – РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 [9] – ПБ 08-37-2005 [35]
2. Производственная безопасность	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03); – недостаточная освещенность рабочей зоны (СП.52.13330.2011); – повышенные уровни шума (ГОСТ 12.1.003-2014). – поражение электрическим током (ГОСТ Р 12.1.019-2009) – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (ГОСТ 12.2.003-91).
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта на гидросферу (отходы и стоки технологического и хозяйственно-бытового происхождения), литосферу (расчистка площади для осуществления проектируемых работ и проезда на их место) и атмосферу (выхлопные газы при работе каротажной станции, дизельного электрогенератора и др.). – Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ наиболее вероятных ЧС на месте осуществления проектируемых работ (<i>пожар на рабочем месте</i>) – Решение по предупреждению возможных ЧС и их предотвращению в случае возникновения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12 мая 2020 г.
---	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Меренкова Анна Сергеевна		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Проектируемые геофизические работы для определения коллекторских свойств продуктивного верхнеюрского горизонта будут проводиться летом на Рыбальном нефтяном месторождении, которое находится в пределах ЛУ № 88.

Административно месторождение расположено в северной части Томской области в Парабельском районе.

В географическом отношении район исследования находится в восточной части Васюганской равнины и представляет собой слаборасчлененную заболоченную равнину с а.о. величиной до 200 м.

Гидрографическая сеть района хорошо развита и образована левыми притоками бассейна реки Оби. На территории исследования протекает река Парабель и ее левый приток река Чузик.

Климат резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зима суровая и достаточно продолжительная (ноябрь-апрель). Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль со средней температурой минус 22 °С, крайне редко опускаясь до минус 50 °С. Лето теплое и короткое (июнь-август). Самый жаркий месяц июль с температурами до плюс 32 °С.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 570 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками [54].

Согласно статье 168.1 ТК РФ [55], работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты [56].

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

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические исследования в скважине должны проводиться в присутствии ответственного представителя «заказчика» (работника геологической службы) под руководством начальника партии или другого ответственного инженерно-технического работника.

Геофизические исследования разрешается производить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований. Подготовленность скважины к геофизическим исследованиям оформляется актом, который подписывается ответственными представителями «заказчика» и геофизического предприятия.

Запрещается проводить геофизические исследования:

- в газифицирующих и поглощающих скважинах, разрешается с герметизирующим устьевым оборудованием;
- в скважинах с уровнем бурового раствора ниже статического (на месторождениях нефти и газа);
- при выполнении на буровой установке работ в скважинах, не связанных с геофизическими исследованиями.

Перед проведением геофизических работ необходимо замерить величину сопротивления заземляющего провода от каротажной станции до места его присоединения к контуру заземления буровой. Суммарная величина сопротивления заземляющего провода и контура заземления буровой (по акту готовности скважины) не должна превышать 10 Ом.

Инструмент и материалы, не имеющие непосредственного отношения к геофизическим работам, должны быть убраны от устья скважины и с приемных мостков, а машинные ключи отведены в сторону и надежно закреплены.

Между каротажной станцией и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля, а пол буровой очищен от промывочной жидкости, грязи и т.д.

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.

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).

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. 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.

Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции.

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 [9].

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).

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.

8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 33 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 [36].

Таблица 33 – 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) [36]		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 [36] 2. ГОСТ 12.1.005-88 [37] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [38] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [39] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [40] 6. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [41]
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 2. Пожаровзрывоопасность	1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [42] 2. СП 60.13330.2012 [43] 3. СанПиН 2.2.4.548–96 [44] 4. СНиП 23-05-95 [45] 5. ГОСТ 12.1.005-88 [37] 6. ГОСТ 12.1.038–82 [40]

8.2.1 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 резко континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Как уже упоминалось выше, зимой средняя температура воздуха составляет минус 19-25 °С, крайне редко опускаясь до минус 50 °С. Самый жаркий летний месяц – июль с температурами 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 дБ 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) [46].

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 34.

Таблица 34 – Нормы искусственного освещения [45]

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 [45].

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 (табл. 35) [44].

Таблица 35 – Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ЭВМ

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура в воздухе, °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 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел. в 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 [12], где рекомендуется левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются 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.

8.2.2 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 электрооборудованием нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.019-79) [47].

Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токоведущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности [47].

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 на 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 [47].

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) [48]. 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 надежно 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 улучшается 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 [49], лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

Основаниями для их отнесения к данной категории являются:

- влажность воздуха не превышает 75%;
- отсутствие токопроводящих полов;
- отсутствие токопроводящей пыли;
- температура воздуха не превышает 35°C;

Основными мерами по обеспечению безопасности, прежде всего, являются:

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

Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81 [39], ГОСТ 12.1.019-79 [47] и ГОСТ 12.1.038-82 [40].

2. Пожаровзрывоопасность

Согласно НПБ 105–03 [53] 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.

8.3 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 [50].

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 (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [51] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³;
- оксид углерода: 3 мг/м³;
- диоксид серы: 0,05 мг/м³;
- метан: 7000 мг/м³.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов.

8.4 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 представлена на рисунке 32.



Рисунок 32 – Классификация ЧС по основным признакам

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

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

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

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

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

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции);
- неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей;
- разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов;
- неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса (нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91) [52].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину) -Ведро пожарное – 1 шт.
- топоры – 1 шт.
- ломы – 2 шт.

– кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

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

Вывод: в данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников геофизического предприятия.

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

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

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К ним относятся незапланированные выбросы углеводородов, которые зачастую сопровождаются пожарами, которые еще более усугубляют положение. В камеральных условиях встречаются в основном пожары, из-за несоблюдения правил противопожарного инструктажа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы геофизические работы прошлых лет, выполненные на территории Рыбального нефтяного месторождения. На основании проведенного анализа построена физико-геологическая модель скважины №408 и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач в стволе проектной скважины №400. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс ГИС, а также рассмотрены камеральные работы и обработка данных результатов геофизических работ. Рассмотрено метрологическое обеспечение измерений и предложены специальные центры для проведения калибровка геофизического оборудования.

Специальная часть отражает результаты научно-исследовательской работы, проведенной за все время обучения и посвященной геотермическим исследованиям и бассейновому моделированию. В ходе работы было проведено палеотемпературное моделирование на территории Бакчарской мезовпадины, по результатам которого была восстановлена термическая история тогурской свиты на основные ключевые моменты геологического времени, а также построены схематические карты теплового потока и распределения максимальных палеотемператур на различные геологические времена и в современном разрезе. Основным результатом работы является районирование территории по степени перспективности для нижнеюрских пластов Ю₁₅ и Ю₁₆ с целью постановки дальнейших поисковых работ. Предложены первоочередные участки для постановки ГРР.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 610107,1 рублей.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

1. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры ЗападноСибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149 с.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 204. – 114с.
3. Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1981, 143 с.
4. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
5. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.
6. 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.
7. Лукьянов Э. Е., Стрельченко В. А. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Издательство "Нефть и газ" - Москва, 1997. – 688 с.
8. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лузуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 с.
9. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С.
10. «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» от 14 октября 2016 года. – 71 с. URL: <http://protariff.ru/uploads/umAZuldVU7x9aAwa.pdf>
11. Фомин, А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Н. Фомин; Науч. ред. академик А.Э. Конторович; СО РАН, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. - 331 с.
12. Трофимук А. А. (1997). Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Издательство СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 369 с.

13. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf
14. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2014). Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири). *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* 9 (1). URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf
15. Гурари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 19-26.
16. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомина А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11 – С. 1191–1200.
17. Сурков В.С., Серебренникова О.В., Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Тищенко Г.И. Нефтематеринские толщи в ниже-среднеюрских комплексах юга Западной Сибири (Томская область) // Докл. РАН. – 1998. – Т. 359. – № 5. – С. 659-662
18. Лифанов В.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Том 1. (Пятнадцатая научно-практическая конференция). Под ред. Шпильмана А.В., Волкова В.А. – Ханты-Мансийск, 2012. – С. 252-258.
19. Исаев В.И. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик, М.Э. Рояк // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48 – 54.
20. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа – М.: Недра, 1984, 80 с.
21. Starostenko, V.I. Generalization of the Rayleigh-Tikhonov stationary geothermal problem for a horizontal layer [Текст] / R.I. Kutas, V.N. Shuman, O.V. Legostaeva // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 2006. – V. 12. – № 42. – pp. 1044–1050. <https://doi.org/10.1134/S1069351306120081>
22. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с
23. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.

24. Зуй В.И. Тепловое поле платформенного чехла Беларуси. – Минск: Экономпресс, 2013. – 260 с
25. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997, №6, с.1070-1078.
26. Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2000. – 199 с.
27. Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
28. Богачев С.Ф. Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях. Дис. канд. геол.-мин. наук. Томск:ТПИ. 1987. С. 225.
29. Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. (2016). Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины). Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 327(3), с. 23-37.
30. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство, 2013 – № 2. – с. 36–40.
31. Лобова Г.А., Власова А.В. реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf
32. ПОСН 81-2-49 «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ»
33. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 528 с.
34. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с.
35. Правила безопасности при геолого-разведочных работах ПБ 08-37-93. М.: – 298 с.
36. 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.

37. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1989-01-01. М.: Издательство стандартов, 1989. – 50 с.
38. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. М.: 2001. – 14 с.
39. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
41. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
42. 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.
43. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: 2012. – 75 с.
44. 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.
45. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен: 01.01.1995. М.: Издательство стандартов. 1995. – 27 с.
46. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования. – Введ. 1984-07-01 -М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1984. – 10 с.
47. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.- М.: Издательство стандартов – 2006. – 7 с.
48. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
49. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
50. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождение газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки – М.: Стандартиформ, 2014. – 36 с.
51. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
52. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.

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

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

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

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

Фондовая:

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

58. Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка концепции геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» в Томской области: Отчет по договору № ИЦЮ – 0140/2000 от 3.07.2000 г. – Новосибирск, 2001 г. – 365 с.

59. 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

60. Дела скважин, пробуренных на Рыбальной площади. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО» и ООО «ГеоПрайм»

Электронные ресурсы:

61. Административная карта Томской области, 1997 г. [Электронный ресурс] – http://www.etomesto.ru/img_map.php?id=1519 (дата обращения 18.03.2020)

62. Физическая карта Томской области [Электронный ресурс] – <https://dic.academic.ru/pictures/bse/jpg/0265546126.jpg> (дата обращения 18.03.2020)

Работы автора:

63. **Меренкова, А.С.** Моделирование термической истории баженовской свиты в скважинах Каймысовского свода [текст] / А.С. Меренкова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Томский

политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – Т. 1 – С.419-421

64. **Меренкова А. С.**, Карбосова З. К., Кириллина М. С., Михеев А. Н. Тепловое поле и нефтегазоносность юго-востока Томской области // Трофимуковские чтения – 2019 Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2019. – С. 296-299.

65. Лобова Г.А., **Меренкова А.С.**, Кузьменков С.Г. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины // Геофизический журнал. – 2020 – Т. 42 - № 2 – С.14-28

66. Исаев В.И., Лобова Г.А., Лунёва Т.Е., **Меренкова А.С.** Геотермический режим нефтематеринской тогурской свиты – источника углеводородов доюрского нефтегазоносного комплекса северо-запада Томской области // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2019. – вып. 22. – С. 9-14.

67. Исаев В. И., Лобова Г.А., Кириллина М.С., **Меренкова А.С.** Тепловой поток и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири // Вестник РАЕН (ЗСО). – 2018. – вып. 21. – С. 9-15.

68. Лунёва (Оловянишникова) Т. Е., Кириллина М. С., **Меренкова А. С.** Прогнозирование нефтегазоносности доюрского комплекса на основе палетемпературного моделирования тогурской свиты (Колтогорский мезопрогиб) // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: материалы 2-ой Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, Новосибирск, 12-13 Марта 2019. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН , 2019 - С. 85-88.

69. Галиева М.Ф., Исаев В.И., Крутенко Д.С., Лобова Г.А., **Меренкова А.С.** Корреляция теплового потока Земли и нефтегазоносности – фундаментальная закономерность Западной Сибири // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 47-й сессии Международного научного семинара Д. Г. Успенского - В. Н. Страхова. Воронеж, 27-30 января 2020 г. – Воронеж: Издательскополиграфический центр «Научная книга», 2020. - С. 79-84.

70. **Меренкова А.С.** Термическая история нефтематеринской тогурской свиты и нефтегазоносность Бакчарской мезовпадины (Томская область) / А.С. Меренкова; науч. рук. Г. А. Лобова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. (в печати).

ПРИЛОЖЕНИЕ А Данные по испытаниям скважин на территории Рыбального месторождения

№ скважин Альтитуда	Пласт	Интервал пласта	Интервал испытаний, глубина <i>абс. отметка</i>	Диаметр штуцера, шайбы, динамический уровень	Дебит				Рпл.,атм Тпл.,°С	Рзаб., атм.	Депрессия, ΔР (атм)	Газовый, газоконденсатный фактор, м³/м³ см³/м³	Коэф. продуктивности м³/сут. МПа	
					газа, тыс. м³/сут	конденсата м³/сут	нефти, м³/сут	воды, м³/сут						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
405 121,5	bg, gr Ю₁¹ Ю₁ᵐ	2368.0-2400.0 2400.0-2405.0 2406.0-2428.0	2375.0-2416.0 2253.5-2294.5	ИП	Раств.		150л		87°		120.2 t-50 мин.			
	tm к.в., Pz	2600.0-2622.0 2622.0-2675.0	2580.0-2675.0 2458.5-2553.5	ИП	«СУХО» Vгл.р-ра-0.3 м³						122.0 t-56 мин.			
	Ю₁¹	2400.0-2405.0	2399.0-2410.0 2277.5-2288.5	шт. 2.0 Ндин-746м	117		3.0 6		238.8 98°	184.5	54.3	39	0.052	
406 115,9	bg, gr Ю₁¹	2386.0-2420.8 2420.8-2427.0	2407.0-2430.0 2291.1-2314.1	ИП	«СУХО» Vгл.р-ра-0.3 м³				242 95°		130 t-45 мин.			
	Ю₁³⁴	2454.0-2463.4	2459.0-2464.0 2343.1-2348.1	Ндин – 1460м Ндин.-918.5 м			Фильтрат глин. р-ра 0.84	97°					0.14	
	Ю₁¹	2420.8-2427.0	2422.0-2425.0 2306.1-2309.1	2422.0-2425.0 2304.1-2309.1	Ндин.-1418 м	Доп. перфорация 2420-2422 м, 2 операции ПГД-БК, ГРП, глинокислотная обработка, ПАВ, МГД.								
			2420.0-2425.0 2304.1-2309.1	2420.0-2425.0 2304.1-2309.1	Ндин.-1517 м		2.52			102°				0.0012
			дополн. перфор. 2420.0-2427.0 2304.1-2311.1	2420.0-2427.0 2304.1-2311.1	Ндин.-1291 м	приток								
		Ндин.-1172 м	После гидроразрыва, обработки 12% раствором HCL, закачки сульфанола, МПД 0-180 атм. 20 операций											
407 108,4	bg, gr Ю₁¹	2400.0-2440.0 2440.0-2446.0	2426.0-2448.0 2317.6-2339.6	ИП	«СУХО»,V глинистого раствора-0.3 м³						133 t-65 мин			
	Ю₁¹	2440.0-2446.0	2441.0-2446.0 2332.6-2337.6	Ндин -1276м Ндин.-1235 м			0.10 ГРП, СКО 1.15		00°				0.00046	
408 120,7	bg, gr Ю₁¹	2380.0-2413.4 2413.4-2422.2	2404.0-2422.0 2283.3-2301.3	ИП			пленка	Vгл.р-р 1.1 м³			145 Тпр-5+40 КВД-10+40			
	Ю₁³⁴	2443.0-2467.6	2443.0-2468.0 2322.3-2347.3	Ндин.-946 м	МГД, ГРП, ПАВ, доп. перфорация, ПГД-БК									
			2426.0-2430.0 2305.3-2309.3	Ндин.-1068 м		7.7			106°			31	0.00325	
	Ю₁ᵐ	2424.8-2441.6	2416.0-2420.0 2295.3-2299.3	Ндин.-1123 м			1.12	6.33	105°			35	0.00369	
	Ю₁¹	2413.4-2422.2	2105.6-2118.6 1984.9-1997.9	шт. 4.0	0.75		7.5		245.4 108°	170.4	75	100.0	0.104	
ПК	1420-1430	1421-1430 1300.3-1309.3	СДУ-500м			пленка	Qж-123		209					
409 128,5	Ю₁¹	2473.4-2478.4	2474.7-2479.0 2346.2-2350.5	Ндин.-1592.5	СУХО»									
	Ю₁⁴	2518.6-2524.1	2518.3-2524.5 2389.8-2396.0	Ндин.-1919.2			0.51	0.32			Ю₁⁴	2518.6-2524.1	2518.3-2524.5 2389.8-2396.0	
410 118,2	Pz	2618.0-2747.0	2620.8-2641.2 2502.6-2523.0	СДУ-1639.8	раств.		0.11 или 29.0%	Qж-0.39 мин. 25.5г/см³	263 109.9°		171		0.0023	
	Ю₁¹	2422.0-2427.8	2421.8-2425.8 2303.4-2307.4	Ндин.-1753.4			0.37				180.7	24.5	0.00205	
	Ю₁³⁴	2456.0-2467.0	2456.0-2459.0 2337.8-2340.8 2460.0-2464.0 2341.8-2345.8 2465.0-2467.0 2346.6-2348.6	Ндин.-1518.9			2.4				191.4	24.5	0.01254	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Характеристика зон распространения генерированных тогурских нефтей Бакчарской мезовпадины и ее обрамлении

(T_i – температура очага генерации нефти, °C; t_i – время действия очага, млн лет)

№ п/п	Скважина	92 – 90 млн лет назад ($t_1=2$) 91.6		90 - 86 млн лет назад ($t_2=4$) 89.8		86 – 73 млн лет назад ($t_3=13$) 86.5		73 – 62 млн лет назад ($t_4=11$) 73.2		62 – 55 млн лет назад ($t_5=7$) 61.7		55 – 42 млн лет назад ($t_6=13$) 54.8		42 – 38 млн лет назад ($t_7=4$) 41.7		38 – 32 млн лет назад ($t_8=6$) 32.3		32 – 24 млн лет назад ($t_9=8$) 24.0		24– 5 млн лет назад ($t_{10}=19$) 4.71		5 – 0 млн лет назад ($t_{11}=5$) 0		R= $\sum (T_i \times t_i \times 10^{-2})$
		T_1	$T_1 \times t_1 \times 10^{-2}$	T_2	$T_2 \times t_2 \times 10^{-2}$	T_3	$T_3 \times t_3 \times 10^{-2}$	T_4	$T_4 \times t_4 \times 10^{-2}$	T_5	$T_5 \times t_5 \times 10^{-2}$	T_6	$T_6 \times t_6 \times 10^{-2}$	T_7	$T_7 \times t_7 \times 10^{-2}$	T_8	$T_8 \times t_8 \times 10^{-2}$	T_9	$T_9 \times t_9 \times 10^{-2}$	T_{10}	$T_{10} \times t_{10} \times 10^{-2}$	T_{11}	$T_{11} \times t_{11} \times 10^{-2}$	
1	Армичская 1	108	2.16	112	4.48	121	15.73	115	12.65	128	8.96	127	16.51	122	4.88	129	7.74	132	10.56	122	23.18	118	5.9	112.75
2	Боровая 1	90	1.8	94	3.76	102	13.26	104	11.44	110	7.7	108	14.04	104	4.16	109	6.54	113	9.04	101	19.19	97	4.85	95.78
3	Верхнекомбарская 290	107	2.14	111	4.44	121	15.73	117	12.87	125	8.75	123	15.99	118	4.72	124	7.44	125	10	114	21.66	113	5.65	109.39
4	Верхнекомбарская 294	101	2.02	105	4.2	114	14.82	110	12.1	118	8.26	116	15.08	110	4.4	116	6.96	118	9.44	106	20.14	105	5.25	102.67
5	Горелоярская 1(Ср-Парабельская)	87	1.74	90	3.6	99	12.87	96	10.56	106	7.42	103	13.39	97	3.88	102	6.12	103	8.24	91	17.29	89	4.45	89.56
6	Горелоярская 4	86	1.72	89	3.56	98	12.74	95	10.45	106	7.42	102	13.26	97	3.88	103	6.18	105	8.4	92	17.48	88	4.4	89.49
7	Горелоярская 5	94	1.88	97	3.88	108	14.04	105	11.55	116	8.12	114	14.82	108	4.32	114	6.84	116	9.28	104	19.76	99	4.95	99.44
8	Западно-Крыловская 1	108	2.16	112	4.48	122	15.86	118	12.98	124	8.68	122	15.86	117	4.68	122	7.32	123	9.84	110	20.9	107	5.35	108.11
9	Колпашевская 2 опорная	126	2.52	129	5.16	137	17.81	136	14.96	148	10.36	146	18.98	142	5.68	147	8.82	148	11.84	135	25.65	130	6.5	128.28
10	Колпашевская 3	99	1.98	100	4	108	14.04	104	11.44	114	7.98	112	14.56	108	4.32	112	6.72	113	9.04	100	19	95	4.75	97.83
11	Колпашевская 7	90	1.8	92	3.68	98	12.74	94	10.34	105	7.35	103	13.39	97	3.88	104	6.24	108	8.64	96	18.24	92	4.6	90.9
12	Крыловская 1	99	1.98	103	4.12	113	14.69	110	12.1	116	8.12	114	14.82	108	4.32	114	6.84	118	9.44	105	19.95	101	5.05	101.43
13	Крыловская 2	101	2.02	105	4.2	115	14.95	112	12.32	120	8.4	118	15.34	112	4.48	118	7.08	121	9.68	108	20.52	105	5.25	104.24
14	Мирная 415	102	2.04	106	4.24	115	14.95	112	12.32	123	8.61	121	15.73	117	4.68	124	7.44	130	10.4	117	22.23	113	5.65	108.29
15	Мирная 416	80	1.6	84	3.36	90	11.7	87	9.57	96	6.72	95	12.35	90	3.6	96	5.76	101	8.08	88	16.72	84	4.2	83.66
16	Новиковская 1 опорная	87	1.74	90	3.6	96	12.48	93	10.23	104	7.28	102	13.26	97	3.88	102	6.12	105	8.4	92	17.48	88	4.4	88.87
17	Овражная 16	92	1.84	93	3.72	99	12.87	94	10.34	104	7.28	103	13.39	98	3.92	104	6.24	109	8.72	96	18.24	93	4.65	91.21
18	Парбигская 1	101	2.02	104	4.16	106	13.78	104	11.44	112	7.84	110	14.3	104	4.16	110	6.6	115	9.2	103	19.57	100	5	98.07
19	Парбигская 2	105	2.1	110	4.4	112	14.56	110	12.1	118	8.26	116	15.08	111	4.44	117	7.02	122	9.76	110	20.9	107	5.35	103.97
20	Песочно-Дубровская 2	44	0.88	48	1.92	44	5.72	40	4.4	48	3.36	46	5.98	38	1.52	44	2.64	48	3.84	35	6.65	34	1.7	38.61
21	Пинджинская 1	107	2.14	110	4.4	119	15.47	116	12.76	127	8.89	125	16.25	128	5.12	127	7.62	135	10.8	122	23.18	118	5.9	112.53
22	Рыбальная 405	97	1.94	100	4	109	14.17	105	11.55	113	7.91	115	14.95	111	4.44	117	7.02	122	9.76	110	20.9	107	5.35	101.99
23	Рыбальная 406	97	1.94	100	4	108	14.04	104	11.44	112	7.84	114	14.82	110	4.4	116	6.96	121	9.68	110	20.9	107	5.35	101.37
24	Рыбальная 408	99	1.98	103	4.12	112	14.56	108	11.88	116	8.12	118	15.34	115	4.6	121	7.26	127	10.16	115	21.85	112	5.6	105.47
25	Селимхановская 2	89	1.78	93	3.72	102	13.26	99	10.89	107	7.49	105	13.65	100	4	105	6.3	107	8.56	96	18.24	93	4.65	92.54
26	Селимхановская 4	89	1.78	92	3.68	100	13	96	10.56	104	7.28	102	13.26	96	3.84	101	6.06	104	8.32	93	17.67	89	4.45	89.9
27	Селимхановская 5	94	1.88	99	3.96	107	13.91	103	11.33	112	7.84	109	14.17	104	4.16	110	6.6	111	8.88	101	19.19	98	4.9	96.82
28	Чарусная 190	85	1.7	88	3.52	93	12.09	89	9.79	96	6.72	98	12.74	93	3.72	99	5.94	103	8.24	91	17.29	88	4.4	86.15
29	Чинжарская 1	91	1.82	95	3.8	103	13.39	100	11	109	7.63	107	13.91	103	4.12	108	6.48	109	8.72	97	18.43	92	4.6	93.9
30	Чинжарская 2	84	1.68	87	3.48	94	12.22	91	10.01	100	7	98	12.74	93	3.72	98	5.88	99	7.92	87	16.53	83	4.15	85.33